



**TUGAS AKHIR – SF 141501**

**ESTIMASI DISTRIBUSI LATERAL RESERVOAR  
BATUPASIR GAS PADA FORMASI GUMAI  
MENGUNAKAN METODE *AVO ANALYSIS* DAN  
MULTI ATRIBUT SEISMIK (*SWEETNESS, RMS  
AMPLITUDE, SPECTRAL DECOMPOSITION*)**

**MENTARI RACHMATIKA MUKTI  
NRP 1111100032**

**Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Rer. Nat Bagus Jaya Santosa, S.U  
Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.**

**Jurusan Fisika  
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2015**



**TUGAS AKHIR – SF 141501**

**ESTIMASI DISTRIBUSI LATERAL RESERVOAR  
BATUPASIR GAS PADA FORMASI GUMAI  
MENGUNAKAN METODE *AVO ANALYSIS* DAN  
MULTI ATRIBUT SEISMIK (*SWEETNESS, RMS  
AMPLITUDE, SPECTRAL DECOMPOSITION*) DI  
LAPANGAN EXO, CEKUNGAN SUMATRA  
SELATAN**

**MENTARI RACHMATIKA MUKTI  
NRP.1111100032**

**Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Rer. Nat Bagus Jaya Santosa, S.U  
Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.**

**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN  
ALAM  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2015**



**FINAL PROJECT – SF 141501**

**ESTIMATION OF DISTRIBUTARY LATERAL  
RESERVOIR GAS SANDSTONES IN GUMAI  
FORMATION WITH AVO ANALYSIS AND MULTI  
ATTRIBUTE SEISMIC (SWEETNESS,RMS  
AMPLITUDE, SPECTRAL DECOMPOSITION) IN  
EXO FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN**

**MENTARI RACHMATIKA Mukti  
NRP.1111100032**

**Advisor Lecturer  
Prof. Dr. Rer. Nat Bagus Jaya Santosa, S.U  
Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.**

**PHYSICS DEPARTMENT  
FACULTY OF MATHEMATICS AND NATURAL  
SCIENCES  
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF  
TECHNOLOGY  
SURABAYA 2015**

**ESTIMASI DISTRIBUSI LATERAL RESERVOAR  
BATUPASIR GAS PADA FORMASI GUMAI  
MENGUNAKAN METODE *AVO ANALYSIS* DAN  
MULTI ATRIBUT SEISMIC (*SWEETNESS, RMS  
AMPLITUDE, SPECTRAL DECOMPOSITION*) DI  
LAPANGAN EXO, CEKUNGAN SUMATRA  
SELATAN**

**TUGAS AKHIR**

Disusun Oleh :

**MENTARI RACHMATIKA MUKTI  
NRP. 1111100032**

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir :

**Prof. Dr. rer. nat Bagus Jaya S, S.U**  
**(Pembimbing 1)**

**Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.**  
**(Pembimbing 2)**



*[Handwritten signature of Prof. Dr. rer. nat Bagus Jaya S, S.U]*

*[Handwritten signature of Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.]*

# **ESTIMASI DISTRIBUSI LATERAL RESERVOAR BATUPASIR GAS PADA FORMASI GUMAI MENGUNAKAN METODE AVO ANALYSIS DAN MULTI ATRIBUT SEISMIK (*SWEETNESS*,*RMS* *AMPLITUDE*, *SPECTRAL DECOMPOSITION*) DI LAPANGAN EXO, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

**Nama** : Mentari Rachmatika Mukti  
**NRP** : 1111100032  
**Jurusan** : Fisika FMIPA - ITS  
**Pembimbing** : Prof. Dr. Rer. Nat Bagus Jaya Santosa, S.U  
: Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.

## **Abstrak**

*Penelitian yang bertujuan untuk mengestimasi distribusi lateral reservoir batupasir gas pada Formasi Gumai menggunakan metode AVO analysis dan Multi Atribut seismik. Penelitian ini mencakup processing data seismik dan data sumur. Metode geofisika yang digunakan pada data seismik ialah AVO Analysis, spectral decomposition dan multi attributes seismik (RMS Amplitude, Sweetness) sedangkan pada data sumur metode yang digunakan ialah analisa petrofisika. Penelitian ini menunjukkan bahwa hasil dari kombinasi analisa pada data sumur dan data seismik ini ialah didapatkan ketebalan reservoir sand pada Formasi Gumai ialah net reservoir 4 meter, net pay 3 meter. sedangkan pada data seismik didapatkan peta distribusi lateral reservoir batupasir gas Formasi Gumai dengan arah barat laut-tenggara. Hasil dari masing-masing tahap analisa pada data seismik ini ialah, dari analisa AVO didapatkan wilayah ini berada pada klasifikasi AVO kelas-1. Pada proses analisa multi atribut seismik RMS amplitude dan sweetness didapatkan persebaran lateral reservoir batupasir gas yang memiliki orientasi north west-south east. sedangkan pada proses*

*analisa spectral decomposition ini dilakukan untuk memvalidasi atau memperkuat hasil dari interpretasi multi attributes seismik, AVO analysis dan petrophysics analysis.*

***Kata kunci:*** *AVO Analysis, Multi Atribut Seismik, Spectral Decomposition, Petrofisika*

**ESTIMATION OF DISTRIBUTARY LATERAL  
RESERVOIR GAS SANDSTONES IN GUMAI  
FORMATION WITH AVO ANALYSIS AND MULTI  
ATTRIBUTE SEISMIC (SWEETNESS, RMS  
AMPLITUDE, SPECTRAL DECOMPOSITION) IN  
EXO FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN**

**Nama : Mentari Rachmatika Mukti**  
**NRP : 1111100032**  
**Department : Fisika FMIPA - ITS**  
**Advisor : Prof. Dr. Rer. Nat Bagus Jaya Santosa, S.U**  
**: Dr. Ayi Syaeful Bahri, MT.**

***Abstract***

*The research is conducting to estimate the lateral distribution of reservoir gas sandstones in Gumai Formation using AVO analysis and multi attribute seismic. This study were include the processing of seismic data and well data. The Geophysical methods which used in seismic data is AVO Analysis, spectral decomposition and multi seismic attributes (RMS Amplitude, Sweetness), while the processing of well data is petrophysical analysis. The research found that the combination of analysis of the well data and seismic data is to obtained thickness of net reservoir is 4 meters, while net pay is 3 meters. The seismic data is to obtained a lateral map distribution of gas sandstone reservoir in Gumai Formation with direction is nort west-south east. The results of analysis is seismic data with AVO analysis methode is AVO class-1. In the process of multi seismic attribute analysis and sweetness obtained RMS amplitude distribution of gas sandstone reservoir lateral orientations north west-south east , whereas the spectral decomposition analysis process is performed to validate or reinforce the results of multi attributes seismic interpretation, petrophysics analysis and AVO analysis.*

***Keywords:*** *AVO Analysis, Multi Atribut Seismik, Spectral Decomposition, Petrophysics*



## KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang selalu memberikan petunjuk, kemudahan serta rahmatnya sehingga penulis mampu untuk menyelesaikan karya indah berupa Tugas Akhir dengan topik “Estimasi Distribusi Lateral Gas Reservoir Batupasir Pada Formasi Gumai Menggunakan Metode *AVO Analysis* dan Multi Atribut Seismik (*Sweetness, RMS Amplitude, Spectral Decomposition*) di Lapangan EXO, Cekungan Sumatra Selatan” Pada pengerjaan tugas akhir ini banyak pihak yang sangat menginspirasi dan membantu dalam penyelesaiannya, sehingga pada kesempatan ini penulis juga ingin menyampaikan terimakasih kepada:

1. Keluarga tersayang yang selalu mampu memberi semangat dan inspirasi untuk penulis.
2. Bapak Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa dan Bapak Syaeful Bahri selaku dosen pembimbing TA, terimakasih atas bimbingan dan saransarannya.
3. Bapak Ir. Didiek Basuki selaku dosen wali penulis, Bapak Widya Utama, Pak Anang dan Pak Bachtera yang selalu mensupport penulis.
4. Bapak Dr. Yono Hadi P selaku Ketua Jurusan Fisika.
5. Bapak Wahyudin selaku manajer eksplorasi Sumatra, Bapak Asep Samsul Arifin, Mba Dewi dan Bapak Fauzi atas kesempatan tugas akhir yang diberikan kepada penulis.
6. Mas Julian Saputro selaku pembimbing di PT. Pertamina EP yang dengan sabar memberikan bimbingan kepada penulis.
7. Mas Boim, mas Eko, mas Alanta, mas Dwi, mas Sugiono, kang Jay, mas Akbar, mas Muazd, mas Arif Bagus, mas Ari, mas Mufid, mas Rio, mas Taufik, mas Aldis, mba Enik, mba Cici, mba Rania, mba Nanung, mba Asri, mba

Tika Dll (Keluarga Eksplorasi lantai 16), mas Muslim dan karyawan pertamina EP lantai 16.

8. Teman-teman TA Esty Rahayu, dan M. Fahrur Rozi UI atas sharing dan semangatnya.
9. Mba Ratna atas kesediaannya membantu penulis dalam akses menuju lantai 16
10. Keysha W.Z, Rizky Yuniasari, Ra'idah Syarifah, Astrid Delia Aisyah, Adhita Ferbi, Finanti Rahayu, Filda Lazuardhita, Veny atas semangat dan motivasi yang diberikan kepada penulis
11. Mas Kenan, Indira, Hani , Anjar, Made yang selalu siap sedia memberikan hiburan untuk penulis.
12. Keluarga besar FOTON 2011, SPE ITS SC, teman-teman SPE Student Chapter atas support yang diberikan kepada penulis

Akhir kata penulis ucapkan terimakasih, semoga kedepannya laporan tugas akhir ini dapat berguna dalam pengembangan ilmu pengetahuan

Surabaya, Juli 2015

**Mentari Rachmatika Mukti**

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b>	i
<b>COVER PAGE</b>	ii
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b>	iii
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b>	iv
<b>ABSTRAK</b>	v
<b>ABSTRACT</b>	vii
<b>KATA PENGANTAR</b>	ix
<b>DAFTAR ISI</b>	xi
<b>DAFTAR GAMBAR</b>	xiv
 <b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah/ Ruang Lingkup Masalah	2
1.5 Manfaat Penelitian	3
1.6 Sistematika Penulisan	3
 <b>BAB II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1 Geologi Regional Daerah Penelitian	5
2.1.1 Kerangka Tektonik	6
2.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan	9
2.1.2.1 Pre-Tertiary Basement	9
2.1.2.2 Formasi Lahat	10
2.1.2.3 Formasi Talang Akar	10
2.1.2.4 Formasi Baturaja	11
2.1.2.5 Formasi Gumai	12
2.1.2.6 Formasi Air Benakat	13
2.1.2.7 Formasi Muara Enim	13
2.1.2.8 Formasi Kasai	14
2.1.3 <i>Petroleum System</i>	16
2.2 Metode Seismik	18
2.2.1 Wavelet	19

2.2.2 Koefisien Refleksi	20
2.2.3 Impedansi Akustik	20
2.2.4 Resolusi Vertikal Seismik	21
2.2.5 Polaritas	21
2.3 Sifat Fisika Batuan	22
2.3.1 Porositas	22
2.3.2 Densitas	23
2.3.3 Permeabilitas	23
2.3.4 Poisson Ratio	24
2.3.5 Saturasi Air	24
2.4 <i>Well Logging</i>	25
2.4.1 Log Gamma Ray	25
2.4.2 Log Spontaneous Potential	26
2.4.3 Log Induksi	26
2.4.4 Log Lateral	27
2.4.5 Log Sonic	27
2.4.6 Log Neutron Porositas	27
2.4.7 Log Densitas	28
2.5 AVO ( <i>Amplitude Variation With Offset</i> )	28
2.5.1 Persamaan Zoeppritz	31
2.5.2 Atribut AVO	33
2.5.2.1 Intercept	34
2.5.2.2 Gradient	34
2.5.2.3 Product	34
2.5.2.4 Scaled Poisson Ratio	34
2.5.2.5 Fluid Factor	35
2.6 Prinsip Dasar Atribut Seismik	35
2.6.1 Atribut <i>Amplitude Envelope</i>	36
2.6.2 Atribut <i>Sweetness</i>	36
2.7 <i>Spectral Decomposition</i>	37

### **BAB III. METODOLOGI PENELITIAN**

3.1 Lokasi Penelitian	39
3.2 Data Penelitian	39
3.3 Perangkat Lunak	40

3.4 Pengolahan Data	40
3.4.1 Input Data Sumur	42
3.4.2 <i>Conditioning</i> Data Sumur	42
3.4.3 Analisa Petrofisisika	42
3.4.4 Crossplot Analysis	42
3.4.5 FRM ( <i>Fluid Replacement Modeling</i> )	43
3.4.6 Input Data Seismik	43
3.4.7 Data Seismik <i>Conditioning</i>	43
3.4.8 <i>Well Seismic Tie</i>	49
3.4.9 AVO <i>Gradient Analysis</i>	51
3.4.10 AVO Atribut Volume	51
3.4.11 Atribut Seismik	52
3.4.11.1 <i>Amplitude Envelope (RMS Amplitude)</i>	52
3.4.11.2 <i>Sweetness</i>	52
3.4.12 <i>Spectral Decomposition</i>	53

#### **BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN**

4.1 <i>Feasibility</i> Data	55
4.2 Analisa Petrofisisika	57
4.3 FRM ( <i>Fluid Replacement Modeling</i> )	61
4.4 <i>Angle Range Limited Stack</i>	65
4.5 Analisa Gradien AVO	66
4.6 Analisa Atribut AVO	69
4.7 Analisa Atribut Seismik	71
4.8 Analisa <i>Tuning Thickness</i>	75
4.9 Analisa <i>Spectral Decomposition</i>	75
4.10 <i>Integrated Analysis</i>	76

#### **BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1 Kesimpulan	83
5.2 Saran	83

#### **DAFTAR PUSTAKA**

Biodata Penulis	85
-----------------	----

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Cekungan Sumatra Selatan	5
Gambar 2.2	Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Selatan	8
Gambar 2.3	Paleogeography Formasi Baturaja	12
Gambar 2.4	Paleogeography Formasi Gumai	13
Gambar 2.5	Kolom Stratigraphy Sumatra Selatan	15
Gambar 2.6	Sketsa Survey Seismik	19
Gambar 2.7	Geometri AVO	29
Gambar 2.8	Partisi Energi Gelombang Seismik Pada Bidang	31
Gambar 2.9	<i>Thin-Bed Spectral Imaging</i>	37
Gambar 3.1	Metodologi Penelitian	41
Gambar 3.2	Data Gather yang Telah Dilakukan Proses NMO	43
Gambar 3.3	Hasil Phase Shift	44
Gambar 3.4	Hasil Bandpass Filter	45
Gambar 3.5	Hasil Proses Angle Mute	45
Gambar 3.6	Hasil Radon Noise	46
Gambar 3.7	Hasil Radon Multiple Noise	47
Gambar 3.8	Hasil Proses Trim Static	48
Gambar 3.9	Hasil Proses Super Gather	48
Gambar 3.10	Hasil Proses Angle Gather	49
Gambar 3.11	Parameter Wavelet saat Well Seismic Tie	50
Gambar 3.12	Hasil Korelasi Sumur EXO-Luge	50
Gambar 4.1	<i>Cross Plot</i> di Kedalaman 1871-1874	56
Gambar 4.2	<i>Cross Section</i> di Kedalaman 1871-1874	56
Gambar 4.3	Wash Out Analysis	57
Gambar 4.4	Zonasi Clay Volume menggunakan Log Gamma Ray dan Log TNPH	58
Gambar 4.5	Perbandingan beberapa kurva log sumur EXO-Luge	59
Gambar 4.6	Hasil Pengolahan Petrofisika	60
Gambar 4.7	Hasil Zonasi Net Pay pada DST#4	61
Gambar 4.8	Log Hasil <i>Fluid Replacement Modeling</i>	62
Gambar 4.9	Parameter Pemodelan AVO Seismik Sintetik	63

Gambar 4.10	Seismik Sintetik dari FRM	64
Gambar 4.11	Penampang Section pada Near Stack di inline 2297	65
Gambar 4.12	Penampang Section pada Near Stack di inline 2297	66
Gambar 4.13	AVO <i>Gradient Analysis</i> data seismik <i>Angle Gather</i> DST#4- <i>Gradient Curve</i>	67
Gambar 4.14	AVO <i>Gradient Analysis</i> data seismik <i>Angle Gather</i> DST#4- <i>Cross Plot</i>	67
Gambar 4.15	AVO <i>Gradient Analysis</i> data seismik <i>sintetik</i> DST#4- <i>Gradient Curve</i>	68
Gambar 4.16	AVO <i>Gradient Analysis</i> data seismik <i>sintetik</i> DST#4- <i>Cross Plot</i>	68
Gambar 4.17	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon intercept</i> pada DST#4	69
Gambar 4.18	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon Gradient</i> pada DST#4	69
Gambar 4.19	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon Scalled Poisson Rasio</i> pada DST#4	70
Gambar 4.20	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon Product (A*B)</i> pada DST#4	70
Gambar 4.21	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon Polarizzation Magnitude</i> pada DST#4	70
Gambar 4.22	<i>Section</i> dan <i>Slice horizon Fluid Factor</i> pada DST#4	71
Gambar 4.23	<i>Map Picking Horizon</i> DST#4	72
Gambar 4.24	Hasil <i>Slice Horizon</i> Attribut <i>RMS Amp</i> pada DST#4	73
Gambar 4.25	Hasil <i>Slice Horizon</i> Attribut <i>Sweetness</i> pada DST#4	74
Gambar 4.26	Hasil <i>Section Attribute Sweetness</i> pada <i>Inline 2297</i>	74
Gambar 4.27	Hasil <i>Tuning Cube Area</i> EXO	75
Gambar 4.28	Hasil <i>Tuning Mapper Area</i> EXO pada frekuensi 32 Hz	76

Gambar 4.29	<i>Provenence Middle</i> Gumai	80
Gambar 4.30	(a) <i>Log Gamma Ray</i> (b) <i>Electrofacies</i> model Walker&James (c) <i>Tide Dominated Delta</i>	80
Gambar 4.31	Estimasi distribusi lateral Geometri Reservoir Batupasir Formasi Gumai	81
Gambar 4.32	Estimasi distribusi lateral Geometri Reservoir Batupasir Formasi Gumai pada penampang atribut <i>spectral decomposition</i>	82



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Kebutuhan akan energi berbasis fosil di Indonesia terus meningkat, hal ini dipengaruhi oleh meningkatnya teknologi dan tingkat kebutuhan manusia. Kondisi ini diketahui menyebabkan konsumsi minyak dan gas di Indonesia juga mengalami peningkatan. Fakta ini tidak diimbangi dengan harga minyak dunia, pada tahun 2015 yang turun signifikan hingga mencapai 45 \$ per barel yang merupakan harga terendah selama 6 tahun.

Salah satu upaya penanggulangan kerugian akibat harga minyak dunia yang terus menurun, perusahaan di sektor minyak dan gas mulai banyak mengembangkan daerah-daerah potensi untuk gas. Selain itu tingginya permintaan akan gas bumi juga dipengaruhi oleh kebijakan pemerintah mengenai konversi bahan bakar rumah tangga dari minyak tanah ke gas, ataupun sebab lain seperti meningkatnya produksi mesin berbahan bakar gas yang relatif menghasilkan emisi yang ramah lingkungan.

Metode seismik refleksi merupakan satu metode yang kebanyakan digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon, karena dapat memberikan gambaran struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan dengan baik. Seiring dengan pesatnya perkembangan eksplorasi di bidang geofisika melalui teknologi akuisisi, pengolahan data, dan interpretasi lanjut pada saat ini memungkinkan sinyal refleksi seismik dapat direkam dan diproses secara akurat, sehingga dapat memberikan gambaran yang lebih baik tentang kondisi bawah permukaan,—penafsiran sifat fisik batuanannya. Dengan meningkatnya kebutuhan akan gas bumi, maka diperlukan suatu metode yang tepat untuk mendeteksi zona gas dibawah permukaan. Analisis AVO (*Amplitude Variation With Offshet*) merupakan metode yang paling akurat untuk mendeteksi keberadaan zona gas. Agar didapatkan akurasi yang tinggi maka dalam penelitian ini menggunakan data seismik 3D. Selain itu, aplikasi seismik

atribut *sweetness* dan inversi analysis juga diperlukan untuk memperkuat hasil interpretasi dari distribusi lateral reservoir batupasir dengan jenis hidrokarbon gas.

Pada penelitian ini akan dilakukan analisa untuk melihat respon fluida gas terhadap gelombang seismik pada batupasir dengan menggunakan data seismik dan juga data sumur.

## 1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diangkat dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Bagaimana menentukan daerah prospek hidrokarbon dari data seismik dan data sumur?
2. Bagaimanan persebaran fluida gas reservoir batupasir pada penampang seismik hasil atribut *pre stack* dan *post stack* ?
3. Bagaimana perbedaan respon AVO, dan Atribut *Sweetness* pada batu pasir yang berisi gas dan kering?
4. Bagaimana respon fluida terhadap properti fisika batun ?

## 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan daerah prospek hidrokarbon dari data seismik dan data sumur pada lapangan EXO
2. Mengetahui persebaran fluida gas reservoir batupasir pada penampang seismik hasil atribut *pre stack* dan *post stack*
3. Mengetahui perbedaan respon AVO, *Sweetness* pada batu pasir yang berisi gas dan kering
4. Mengetahui respon fluida terhadap properti fisika batuan

## 1.4 Batasan Masalah/ Ruang Lingkup Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah :

1. Daerah penelitian merupakan formasi Gumai Cekungan Sumatra Selatan.
2. Data seismik yang digunakan adalah data seismik CDP *gather* yang telah dilakukan koreksi NMO(*Normal Move Out*)

3. Data sumur yang digunakan adalah 1 data sumur vertikal.

### **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat dari penelitian ini adalah memberikan informasi mengenai penerapan dan respon metode AVO, *Sweetness* pada reservoir batupasir dan memberikan informasi tentang respon atribut AVO dan seismik terhadap gas pada reservoir batupasir. Serta sebagai rekomendasi dan bahan pembelajaran dalam karakterisasi reservoir batupasir dan penentuan daerah prospek hidrokarbon dengan menggunakan data seismik dan data sumur.

### **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan tugas akhir ini, tersusun dalam lima bab yaitu :

Bab 1: Pendahuluan

Berisi latar belakang masalah, maksud dan tujuan, perumusan masalah dan manfaat tugas akhir.

Bab 2: Tinjauan Pustaka

Berisi mengenai kajian pustaka yang digunakan pada tugas akhir.

Bab 3: Metodologi Penelitian

Berisi tentang metode dan tahap pengambilan data.

Bab 4: Analisa Data dan Pembahasan

Berupa hasil data yang diperoleh, serta analisa yang dilakukan.

Bab 5: Kesimpulan

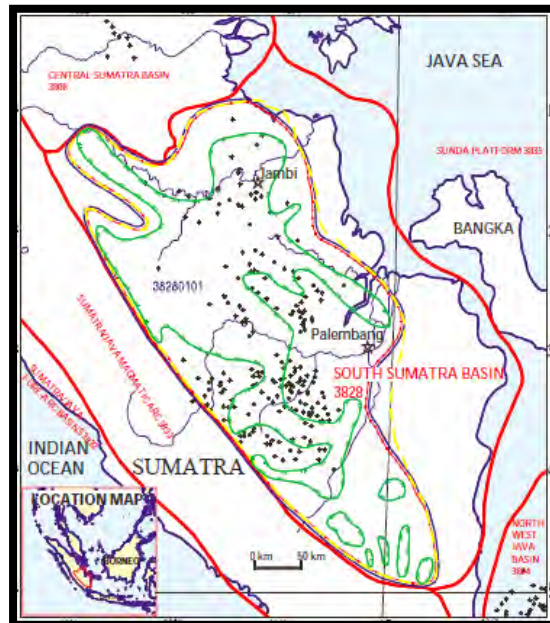
Berisi kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan

***“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”***

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Geologi Regional Daerah Penelitian

Lapangan EXO di Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah ketinggian Lampung di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut. Evolusi cekungan ini diawali sejak *Mesozoic* (Pulunggono dkk, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993)



**Gambar 2.1** Cekungan Sumatera Selatan

Sejarah pembentukan cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah pembentukan cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut – baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timur, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Lampung. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah. Cekungan-cekungan tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudra Hindia. Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi di atas membagi cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu sub-cekungan Palembang bagian selatan, sub-cekungan Palembang bagian tengah dan sub-cekungan Jambi.

### **2.1.1 Kerangka Tektonik**

Pembentukan cekungan (*basin*) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (*strike slip fault*) yang umumnya akan menghasilkan pola-pola sesar normal (*fase ekstensional*), sesar naik dan sesar geser (*fase uplift*). Untuk faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan adalah

konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh *basement* pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). *Basement* pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa *micro-plate* kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.2) menunjukkan orientasi regangan berarah timutlaut-baratdaya pada eosen-oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi pliosen-pleistosen.

Menurut Ginger dan Fielding (2005) sejarah dari cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik yaitu :

- ***Syn-Rift Megasecuen*** (c.40 – c.29Ma)

Merupakan hasil dari subduksi di sepanjang Parit Sumatra Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari kegiatan ekstensional utama di waktu Eocene hingga awal Oligocene. Ekstensi ini mengakibatkan terbukanya sejumlah *half-grabens* yang geometri dan orientasi dipengaruhi oleh *heterogenitas basement*. Awalnya, ekstensi muncul berorientasi dari timur-barat menghasilkan urutan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatra Selatan telah berputar sekitar 15 derajat searah jarum jam sejak waktu Miocene menurut Hall (1995) dan menghasilkan orientasi graben di utara-timur laut selatan-barat daya.

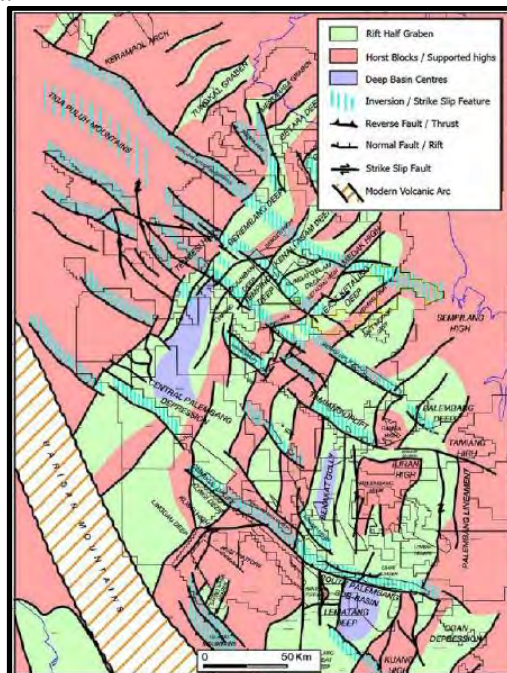
- ***Post-Rift Megasecuen*** (c.29 – c.5 Ma)

*Continental crust* di bawah cekungan Sumatera Selatan terus turun sebagai akibat dari keseimbangan lithospheric thermal. Pada bagian dalam cekungan, seperti pusat Subcekungan Palembang, Megasequence ini mencapai ketebalan melebihi 13.000 ft. Tingginya penurunan muka cekungan dan permukaan laut yang relatif tinggi menghasilkan transgresi yang berkepanjangan pada

cekungan, hingga mencapai taraf maksimum sekitar 16 Ma dan *flooding* di hampir semua wilayah cekungan.

- ***Inversion Megasecuen*** (c.5 Ma – Sekarang)

Barisan Orogeny, terjadi di Sumatera Selatan dari 5 Ma hingga sekarang, Perpanjangan barat laut-tenggara berorientasi pada lipatan transpresional yang besarnya bervariasi terbentuk di seluruh cekungan dan melintasi banyak syn-rift. Sejumlah perangkat struktural *Hydrocarbone-bearing* dipusat cekungan. Di balik perpanjangan lipatan transpresional, terjadi penurunan cekungan yang diisi oleh sediment dan disempurnakan oleh erosi baru dibentuk Bukit Barisan di selatan dan barat.



**Gambar 2.2** Kerangka Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005)



### 2.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas formasi Batu Raja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tufa*.

#### 2.1.2.1 Batuan Dasar Pra Tersier (*Pre-Tertiary Basement*)

Batuan dasar terdiri dari batuan kompleks paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap merupakan bagian dari lempeng-mikro Malaka, yang mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen yang terdeformasi dari material yang

berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

#### **2.1.2.2 Formasi Lahat**

Formasi Lahat diperkirakan berumur *Middle Eocene – Early Oligocene* (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

#### **2.1.2.3 Formasi Talang Akar**

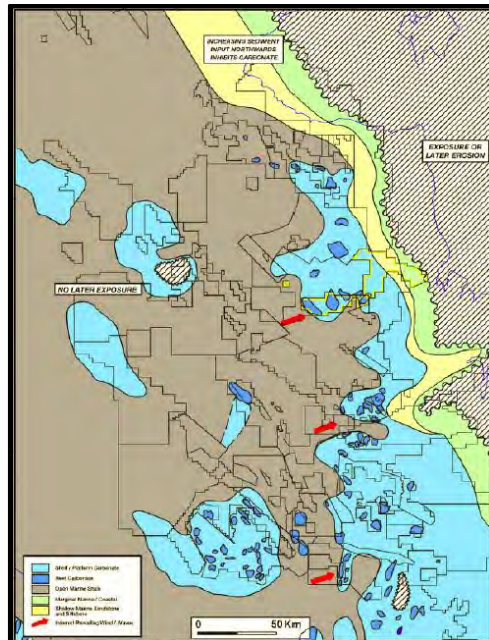
Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir hingga miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan

batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

#### **2.1.2.4 Formasi Batu Raja**

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggir dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan

terdiri dari *wackstone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

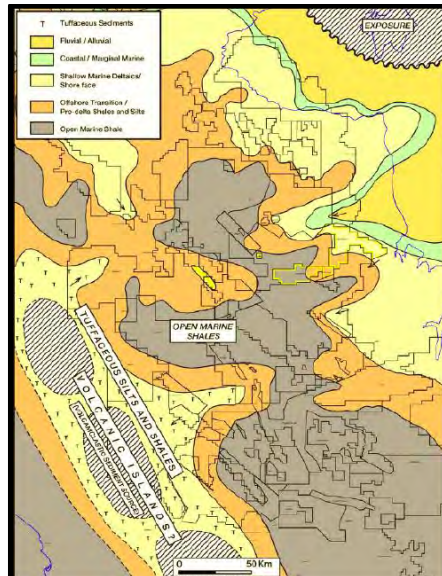


**Gambar 2.3** Paleogeography Formasi Batu Raja (Ginger & Fielding, 2005)

### 2.1.2.5 Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala awal miosene hingga pertengahan miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas

cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.



**Gambar 2.4** Paleogeography Formasi Gumai (Ginger & Fielding, 2005)

#### 2.1.2.6 Formasi Air Benakat

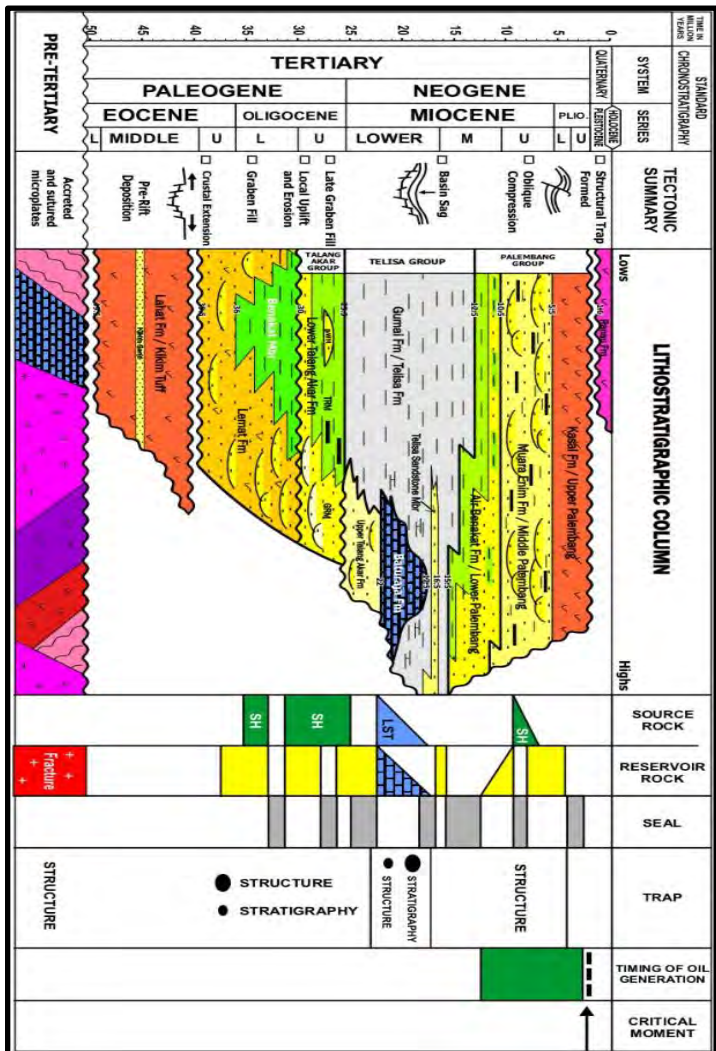
Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada masa tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

#### 2.1.2.7 Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*. Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

#### 2.1.2.8 Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur.



Gambar 2.5 Kolom Stratigraphy Cekungan Sumatera Selatan (HIS, 2013)

### 2.1.3 Petroleum System

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*. Berikut merupakan elemen yang terdapat dalam *petroleum system*:

- **Batuan Induk (*Source Rock*)**

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* diendapkan secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

- **Reservoir**

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, formasi Lahat, formasi Talang Akar, formasi Batu Raja, dan formasi Gumai. Sedangkan untuk sub cekungan Palembang Selatan produksi



hidrokarbon terbesar berasal dari formasi Talang Akar dan formasi Batu Raja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %. Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pada reservoir karbonat formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada formasi Batu Raja berkisar antara 10-30 % dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

#### - **Jebakan (*Trap*)**

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001).

Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (pliosen sampai pleistosen).

- **Migrasi**

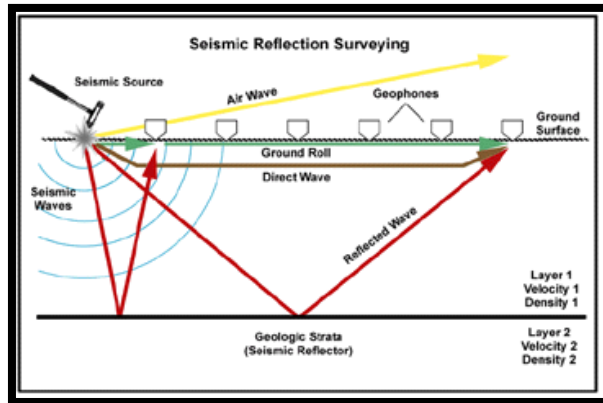
Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat merupakan bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal yang melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Plietosen.

- **Batuan Penutup (*Seal*)**

Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batu gamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

## 2.2 Metode Seismik

Metode seismik merupakan metode yang banyak dipakai dalam menentukan lokasi minyak bumi. Dengan metode ini, orang memperoleh informasi - informasi tentang struktur lapisan di bawah permukaan tanah. Prinsip metode seismik yaitu pada tempat atau tanah yang akan diteliti dipasang geophone yang berfungsi sebagai penerima getaran. Sumber getar antara lain bisa ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*Weight Drop*). Gelombang yang dihasilkan menyebar ke segala arah. Ada yang menjalar di udara, merambat di permukaan tanah, dipantulkan lapisan tanah dan sebagian juga ada yang dibiaskan, kemudian diteruskan ke geophone – geophone yang terpasang dipermukaan.



**Gambar 2.6** Sketsa Survey Seismik (Ariyanto, 2011)

Kecepatan penjaran gelombang seismik ditentukan oleh karakteristik batuan bawah permukaan yang dilalui oleh gelombang. Saat gelombang seismik melalui bidang batas lapisan maka selain dipantulkan dan direfleksikan akan menghasilkan gelombang S dan gelombang P.

Energi seismik yang terus menjalar kedalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk yaitu :

- *Divergensi spherical*

Energi perambatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya *spreading* geometri. Besar pengurangan densitas energi ini berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjaran gelombang.

- *Absorbsi*

Energi berkurang karena terserap oleh massa batuan.

- *Terpantulkan*

Gelombang seismik terpantulkan sesuai dengan sudut datang gelombangnya.

### 2.2.1 Wavelet

*Wavelet* adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*. *Wavelet* berfase nol yang sering juga disebut *wavelet* simetris mempunyai konsentrasi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi yang maksimum. *Wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfase maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet*. Sedangkan *wavelet* berfase campuran tidak terjadi pemusatan energi baik di awal maupun di akhir *wavelet*. Dalam pengolahan data seismik *wavelet* yang biasa dipakai adalah *wavelet zero phase* dan *minimum phase* (Russel, 1996).

### 2.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan persamaan 2.1 sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2.1)$$

Dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

### 2.2.3 Impedansi Akustik

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam persamaan 2.2

$$IA = \rho \cdot V \quad (2.2)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

#### 2.2.4 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah:

$$rv = \frac{v \cdot f}{4} \quad (2.3)$$

Dapat dilihat dari persamaan 2.3 bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas  $\frac{1}{4} \lambda$  yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar.

#### 2.2.5 Polaritas

Meskipun penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan dan tidak mempunyai makna khusus tersendiri, dalam rekaman seismik, penentuan polaritas sangat penting. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik

positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geopon di darat.

2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika  $IA2 > IA1$

2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika  $IA2 < IA1$

## 2.3 Sifat Fisika Batuan

### 2.3.1 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoir, porositas terdiri dari dua yaitu :

1. Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$\phi = \frac{\text{volume pori} - \text{pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.4)$$

2. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan dengan persamaan :

$$\phi \text{ efektif} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.5)$$

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut (Koesoemadinata, 1978):

Nilai Porositas	Skala
0-5 %	Diabaikan (negligible)
5-10 %	Buruk (poor)
10-15 %	Cukup (fair)
15-20 %	Baik (good)
20-25 %	Sangat baik (very good)
>25 %	Istimewa (excellent)

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Berdasarkan pembentukan batumannya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dll.). Dan faktor-faktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Sukmono dan Abdullah, 2001).

### 2.3.2 *Densitas*

Densitas atau masa jenis batuan merupakan nilai kerapatan matrik batuan yang menunjukkan hubungan massa per satuan volume. Besar atau kecilnya densitas batuan di dalam bumi umumnya dipengaruhi oleh beberapa hal, diantaranya yaitu jenis mineral batuan, besarnya porositas, rekahan batuan serta fluida pengisi pori-pori batuan.

### 2.3.3 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Nilai permeabilitas batuan ditunjukkan dengan satuan *Darci* atau *Milidarcy* (mD) dan simbol K. Permeabilitas dipengaruhi oleh ukuran dan bentuk pori yang saling berhubungan (*interconnections*) dari suatu batuan. Porositas memiliki hubungan yang erat terhadap nilai permeabilitas, diantaranya adalah:

- Semakin besar nilai porositas, nilai permeabilitasnya juga semakin besar.
- Batuan yang tua dan kompak memiliki porositas dan permeabilitas yang kecil
- Dolomitisasi menambah nilai porositas dan permeabilitas

Besarnya nilai permeabilitas batuan dapat dihitung melalui uji laboratorium ataupun perhitungan matematis berdasarkan data sumur. Terdapat banyak pendekatan untuk menghitung nilai permeabilitas batuan, diantaranya adalah persamaan Wyllie and Rose (1950), Coates (1973) dan juga persamaan Timur (1968).

### 2.3.4 Poisson Ratio

*Poisson's ratio* merupakan sebuah konstanta elastis suatu batuan. *Poisson's ratio* juga diartikan sebagai perbandingan dari perubahan bentuk suatu batuan yang diakibatkan pengaruh gelombang P dan gelombang S. Kecepatan Gelombang P atau kompresi merupakan kecepatan gelombang dengan arah pergerakan partikel sejajar (*longitudinal*) dengan arah perambatan gelombang. Sedangkan kecepatan gelombang S merupakan kecepatan gelombang dengan arah pergerakannya tegak lurus (*transversal*) dengan arah perambatan gelombang. *Poisson's ratio* pada umumnya digunakan sebagai indikator keberadaan gas, karena *Poisson's ratio* sangat sensitif terhadap keberadaan fluida. Hal ini dikarenakan nilai  $V_p$  yang berubah terhadap saturasi dan jenis fluida yang berbeda sedangkan nilai  $V_s$  tidak terlalu berubah, sehingga akan menghasilkan perubahan *Poisson's ratio*.



### 2.3.5 Saturasi Air

Saturasi air merupakan nilai prosentase volume pori batuan yang terisi air formasi (%). Umumnya dalam suatu pori dapat terisi dari beberapa Kjenis fluida, misalnya air, gas dan minyak. Saturasi air *irreducible* merupakan saturasi air dimana semua air masuk kedalaman batuan. Saturasi air dapat dicari dari perhitungan log dan juga uji laboratorium. Pada perhitungan saturasi air menggunakan data log, perhitungan saturasi air dikembangkan dari persamaan *Archie*.

## 2.4. Well Logging

Data sumur adalah rekaman satu atau lebih pengukuran fisik sebagai fungsi kedalaman di dalam lubang sumur (*borehole*) yang dilakukan secara berkesinambungan. Tujuan dilakukannya pengukuran (*logging*) ini adalah untuk memperoleh informasi parameter-parameter fisik batuan, sehingga dapat dilakukan interpretasi terhadap lubang sumur yang berkenaan dengan penampang sumur, karakter reservoir seperti litologi, kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Selain hal itu, *logging* juga dapat digunakan untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon, mengetahui kondisi struktur, dan evaluasi formasi. Untuk evaluasi formasi ini, data sumur dibagi menjadi tiga peranan, yaitu untuk menunjukkan zona permeabel (log *gamma ray* dan log *spontaneous potential*), mengukur resistivitas (log induksi dan log lateral), dan mengukur porositas (log *sonic*, log densitas dan log porositas)

### 2.4.1 Log Gamma Ray

Log gamma ray merupakan log yang digunakan untuk mengukur radioaktivitas alami suatu formasi. Prinsip kerja log gamma ray adalah perekaman radioaktivitas alami bumi yang berasal dari tiga unsur radioaktif dalam batuan yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potassium (K). Unsur tersebut memancarkan radioaktif dalam pulsa energi tinggi yang akan dideteksi oleh alat log gamma ray. Partikel radioaktif (terutama potassium) sangat

umum dijumpai pada mineral lempung dan beberapa jenis evaporit karena ukuran butirnya berupa batu lempung. Log gamma ray akan menunjukkan suatu respon yang hampir sama antara lapisan batupasir dan lapisan karbonat. Pembacaan respon log gamma ray bukan fungsi dari ukuran butir atau kandungan karbonat, tetapi akan berhubungan dengan banyaknya kandungan *shale*.

Kegunaan log gamma ray antara lain untuk estimasi kandungan lempung, korelasi antar sumur, menentukan lapisan permeabel, *depth matching* antara *logging* yang berurutan. Anomali yang biasanya muncul dalam log gamma ray berasal dari batuan yang mengandung isotop radioaktif, akan tetapi bukan lempung (*shale*), sehingga untuk mengetahui sumber radiasi secara lebih pasti digunakan *Spectral Gamma Ray*. Partikel radioaktif banyak dijumpai di formasi yang berukuran lempung, sehingga nilai gamma ray tinggi diasumsikan sebagai *shale*. Sedangkan nilai gamma ray yang rendah diasumsikan sebagai batupasir dan karbonat. Log gamma ray adalah yang paling baik untuk memisahkan *shale-sand*.

#### **2.4.2 Log Spontaneous Potential (SP)**

Log *spontaneous potential* (SP) merupakan log yang digunakan untuk mengukur besaran potensial diri di dalam tubuh formasi batuan, dan besarnya log SP dinyatakan dalam satuan milivolt (mV). Prinsipnya log SP adalah mengukur beda antara potensial arus searah dari suatu elektrode yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektrode yang ada di permukaan (Sudarmo, 2002). Log SP dapat berfungsi baik jika lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran bersifat konduktif seperti *water based mud*, dan tidak akan berfungsi di *oil based mud*, lubang kosong dan *cased hole*. Tiga faktor yang dapat menimbulkan potensial diri pada formasi adalah fluida pemboran yang konduktif, lapisan berpori dan permeabel yang diapit oleh lapisan tidak permeabel, dan perbedaan salinitas antara fluida pemboran dengan fluida formasi. Log SP biasa digunakan untuk

identifikasi lapisan permeabel, menentukan nilai keserpihan dan nilai resistivitas formasi air. Pada lapisan serpih, kurva SP berupa garis lurus yang disebut *shale base line*, sedangkan pada lapisan permeabel kurva akan menyimpang dan lurus kembali saat mencapai garis konstan dan disebut *sand base line*. Penyimpangan tergantung resistivitas relatif, fluida, porositas, ketebalan lapisan, diameter sumur dan diameter filtrasi lumpur.

### 2.4.3 Log Induksi

Log Induksi merupakan log yang berfungsi untuk mengukur tahanan jenis atau resistivitas batuan. Penerapan dari log ini untuk menentukan faktor kandungan fluida pada suatu batuan. Prinsip kerja dari log induksi adalah mengukur konduktivitas batuan. Nilai yang terekam oleh log induksi secara umum langsung dikonversi dan diplot ke dalam kurva resistivitas. Jika konduktivitas batuan tinggi, berarti tahanan jenis batuan tersebut rendah, dan sebaliknya.

### 2.4.4 Log Lateral

Log lateral merupakan log yang fungsi utamanya untuk mengetahui resistivitas batuan. Log ini digunakan jika formasi sangat resistif melebihi 200 ohm dan lumpur pemboran (*mud*) bersifat konduktif karena log Induksi tidak bekerja secara optimal di atas nilai tersebut (Firdaus dan Prabantara, 2004). Nilai log yang menunjukkan tahanan jenis batuan yang tinggi (*high resistivity*) bisa menunjukkan adanya hidrokarbon (minyak atau gas) dalam reservoir dan nilai tahanan jenis batuan yang rendah (*low resistivity*) menunjukkan adanya air

### 2.4.5 Log Sonic

Log *sonic* disebut juga dengan log kecepatan, merupakan log yang bekerja berdasarkan cepat rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan ke dalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *geophone*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke *geophone*

disebut *interval transit time*. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan. Log *sonic* sering dimanfaatkan untuk menentukan porositas batuan, menentukan koefisien refleksi (KR), dan bersama log lain untuk menentukan litologi. Pada batuan yang memiliki kerapatan besar maka kurva log kecepatan akan bernilai lebih besar, apabila batuan memiliki kerapatan kecil, maka kurva log kecepatan akan bernilai kecil.

#### **2.4.6 Log Neutron Porositas**

Log neutron porositas berfungsi untuk mengetahui hasil pengukuran kandungan hidrogen pada suatu formasi. Log neutron dinyatakan dalam fraksi (tanpa satuan) atau dalam persen. Alat log neutron terdiri dari sumber yang menembakkan partikel-partikel neutron dan dua buah detektor, detektor dekat dan detektor jauh. Banyaknya neutron yang ditangkap oleh detektor akan sebanding dengan jumlah atom hidrogen dalam formasi. Log neutron porositas dapat digunakan untuk menentukan porositas primer suatu batuan. Bersama log lain seperti log densitas digunakan untuk menentukan litologi dan jenis kandungan fluida yang mengisi batuan. Perpotongan (*crossover*) antara log Densitas dan log neutron mengindikasikan kandungan hidrokarbon dalam suatu formasi.

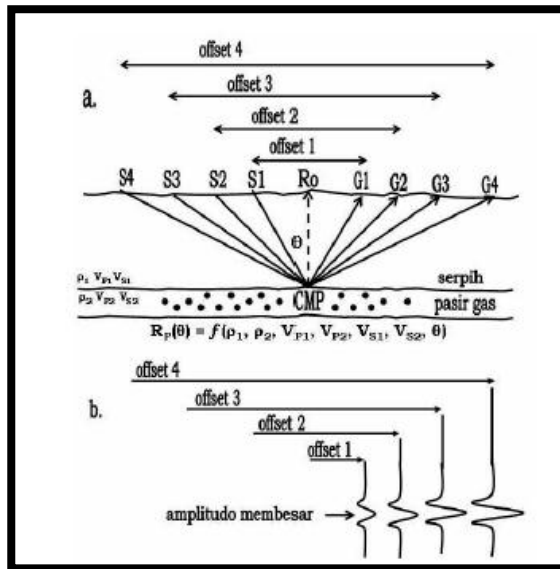
#### **2.4.7 Log Densitas**

Prinsip kerja dari log densitas ini berasal dari sebuah sumber bahan radioaktif yang memancarkan sinar gamma ke dalam suatu batuan, elektron–elektron batuan akan berinteraksi sinar gamma. Pada saat sinar gamma menumbuk elektron, elektron akan terpental dan sinar gamma tersebut akan menumbuk elektron lain dan seterusnya sampai energinya habis atau terbelokkan menuju detektor (sebagian). Sebagian sinar gamma yang menuju detektor akan diubah menjadi arus listrik dan diperkuat oleh *amplifier* dan dapat direkam secara kontinyu. Kuat arus listrik yang direkam sebanding dengan intensitas sinar

gamma yang dikirim sumber dan sebanding dengan sinar gamma yang menuju detektor. Sedangkan intensitas sinar gamma yang kembali ke detektor sebanding dengan kerapatan elektron di dalam medium. Semakin rapat matriks batuanannya maka semakin besar densitasnya dan semakin sedikit sinar gamma yang menuju detektor, karena semakin sering menumbuk sehingga cepat habis energinya (Sismanto, 2006). Log densitas digunakan untuk mengukur massa jenis batuan. Dengan log lain seperti log neutron, log ini dapat digunakan untuk mengukur porositas, litologi dan jenis kandungan fluida. Log densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono, 1997).

## **2.5 AVO (*Amplitude Variation With Offset*)**

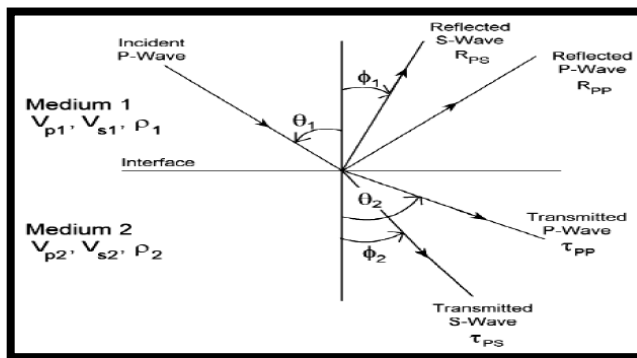
AVO dapat didefinisikan sebagai perubahan amplitudo refleksi seiring dengan bertambahnya sudut datang (*offset*) pada suatu CDP gather seperti yang terlihat pada gambar 3.2. Karakter refleksi seismik AVO dapat digunakan untuk identifikasi fluida dan litologi pada batuan reservoir (Allen dan Peddy, 1993). Nilai reflektivitas pada sudut kecil akan berbeda dengan reflektivitas pada sudut datang medium dan begitu juga akan berbeda dengan reflektivitas pada sudut datang lebar, dapat membesar maupun mengecil tergantung pada jenis kasusnya, apakah itu bright spot, dim spot atau mungkin pembalikan polaritas. Jarak sumber ke penerima (*offset*) berhubungan langsung dengan sudut datang gelombang seismik (*angle of incidence*). Anomali AVO biasanya diamati pada CDP/CMP gather (*pre-stack*). Pengamatan amplitudo terhadap *offset* dilakukan pada titik pantul yang sama dengan asumsi setiap energi dari sumber diterima oleh penerima dengan *offset* tertentu. Sebagai contoh adalah pada kasus kenaikan amplitudo (*bright spot*) karena keberadaan lapisan batupasir gas (*impedansi rendah*) dibawah lapisan serpih (*impedansi tinggi*) sebagaimana ditunjukkan pada gambar 2.8



**Gambar 2.7** Geometri AVO (Ariyanto, 2011)

Prinsip dasar dari AVO didasarkan pada adanya perubahan anomali amplitudo sinyal refleksi terhadap pertambahan *offset* yang di akibatkan oleh terpantulnya gelombang pada batas lapisan yang mengandung fluida. Pertambahan offset tidak hanya didasarkan pada bertambahnya jarak antara sumber dan penerima namun juga sebagai bertambahnya sudut datang dari gelombang. Sehingga bias dikatakan juga semakin besar sudut datangnya maka semakin besar pula offsetnya. AVO muncul akibat adanya partisi energi pada saat melewati bidang reflektor. Sebagian energi akan dipantulkan dan sebagian lainnya akan ditransmisikan. Ketika gelombang seismic menuju batas lapisan dengan sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S akan terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien

refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), densitas ( $\rho$ ) dari setiap lapisan, serta sudut datang ( $\theta_1$ ) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu : amplitudo refleksi gelombang P, amplitudo transmisi gelombang P, amplitudo refleksi gelombang S, dan amplitudo transmisi gelombang S seperti yang ditunjukkan dalam gambar 2.8. Perbedaan nilai Kecepatan dan densitas pada batas antara lapisan tersebut akan mengakibatkan perbedaan koefisien refleksi yang dihasilkan.



**Gambar 2.8** Partisi Energi Gelombang Seismik Pada Bidang  
(Russel,1996)

### 2.5.1 Persamaan Zoeppritz

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastic (densitas, kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S). Persamaan hasil analisa koefisien refleksi atau yang disebut persamaan Zoeppritz dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Dimana :

A = Amplitudo gelombang P refleksi

$\Theta_1$  = sudut datang gelombang P

B = Amplitudo gelombang S refleksi

$\Theta_2$  = sudut bias gelombang P

C = Amplitudo gelombang P transmisi

$\Phi_1$  = sudut pantul gelombang S

D = Amplitudo gelombang S transmisi

$\Phi_2$  = sudut bias gelombang S

$\alpha$  = kecepatan gelombang P

$\rho$  = densitas

$\beta$  = kecepatan gelombang S

Aki, Richards dan Frasier kemudian mendekati persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk, bentuk pertama mengikutkan densitas, bentuk kedua mengikutkan Vp dan bentuk ketiga mengikutkan Vs, sehingga menghasilkan persamaan 2.7 dibawah ini

$$R(\theta) = a \frac{\Delta \alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta \beta}{\beta} \quad (2.7)$$



Dimana:

$$a = 1/(2\cos^2\theta), = (1 + \tan^2\theta)/2$$

$$b = 0.5 - [(2\beta^2/\alpha^2) \sin^2\theta]$$

$$c = -(4\beta^2/\alpha^2) \sin^2\theta$$

$$\alpha = (\alpha_1 + \alpha_2)/2$$

$$\beta = (\beta_1 + \beta_2)/2$$

$$\rho = (\rho_1 + \rho_2)/2$$

$$\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$$

$$\Delta\beta = \beta_2 - \beta_1$$

$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\theta = (\theta_1 + \theta_t)/2, \text{ where } \theta_t = \arcsin[(\alpha_2/\alpha_1) \sin\theta_i]$$

Perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zeoppritz disederhanakan lagi oleh Shuey (1985) menjadi :

$$R(\theta) = R_p + \left( R_p A_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right) \quad (2.8)$$

dimana:

$$\sigma = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma}$$

$$B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

dimana

$\sigma$  = Rata-rata *poissso's ratio*

$\Delta\sigma$  = Perbedaan  $\sigma$  yang melewati bidang batas  $\sigma_2 - \sigma_1$

$\alpha$  = Rata-rata kecepatan gelombang

$\Delta\alpha$  = Perbedaan  $V_p$  yang melewati bidang batas

$\theta$  = Rata-rata sudut datang dan sudut transmisi

$\rho$  = Rata-rata densitas formasi

$\Delta\rho$  = Perbedaan densitas yang melewati bidang batas

Persamaan Shuey pada setiap sukunya menggambarkan satu selang sudut yang berbeda-beda. Suku pertama menunjukkan nilai  $R_p$  jika sudut datang sama dengan nol, suku kedua menunjukkan nilai  $R_p$  jika sudut datang menengah sedangkan suku ketiga menunjukkan nilai  $R_p$  jika sudut datang mendekati sudut kritis. Yang menjadi catatan adalah, dari pendekatan Aki-Richard dan Shuey terhadap persamaan Zoeppritz, persamaan tersebut dapat diekspresikan dalam persamaan yang lebih sederhana, yaitu:

$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta \quad (2.9)$$

Persamaan ini linear jika kita mengplot  $R$  sebagai fungsi dari  $\sin^2 \theta$ . Selanjutnya dapat dilakukan analisis regresi linear pada amplitudo seismik untuk mengestimasi nilai Intercept ( $R_p$ ) dan gradient ( $G$ ). Tetapi, pertama harus dilakukan transformasi pada data seismic gather dari domain offset menjadi domain sudut datang.

Analisis kuantitatif AVO dapat dilakukan pada data *seismic gather Common Mid Point, super gather, Common Depth Point*, dsb). Tiap harga amplitudo dari setiap offset dalam gather secara sederhana diregresi secara linier untuk simplifikasi hubungan antara amplitudo terhadap offset. Dari sini munculah atribut AVO yaitu *intercept* dan *gradient* dari garis tersebut yang menggambarkan hubungan respon amplitudo terhadap sudut datang gelombang seismik.

### 2.5.2. Atribut AVO

Atribut AVO berguna dalam peningkatan interpretasi dan analisa reservoir hidrokarbon. Atribut AVO diantaranya adalah atribut *Intercept (A)*, *gradient (B)*, *product (A\*B)*, *scaled poisson ratio (aA+bB)* dan *fluid factor (F)* dan lain-lain.

#### 2.5.2.1. Intercept (A)

Atribut *intercept* merupakan nilai koefisien refleksi gelombang seismik pada *zero offset* atau sudut datang nol (*zero*

*angle axis*). *Intercept* merupakan suku pertama dari pendekatan shuey terhadap persamaan Zoeppritz. Atribut *intercept* akan memperlihatkan apakah anomali AVO terjadi pada amplitudo yang besar atau kecil.

#### **2.5.2.2. Gradient (B)**

*Gradient (B)* merupakan kemiringan garis atau *slope* yang menggambarkan perubahan amplitudo terhadap sudut datang  $\theta$ . Perubahan amplitudo digunakan sebagai karakteristik data seismik yang menunjukkan keberadaan fluida. Atribut *gradient* merupakan suku ke dua dari pendekatan shuey. Dari atribut ini akan dapat diketahui apakah anomali AVO menunjukkan pengurangan amplitudo atau penambahan amplitudo.

#### **2.5.2.3. Product ( $A*B$ )**

Atribut *product* merupakan atribut hasil perkalian antara *intercept* dengan *gradient*. Atribut ini sering digunakan sebagai indikator keberadaan gas secara langsung. Apabila nilai hasil perkalian kedua faktor tersebut positif, berarti ada suatu pertambahan absolut terhadap *offset* dan menghasilkan anomali *bright spot* pada data seismik. Apabila hasil perkalian bernilai negatif, berarti ada pengurangan amplitudo absolut terhadap *offset* dan menghasilkan anomali *dim spot* pada data seismik.

#### **2.5.2.4. Scaled Poisson's ratio ( $aA+bB$ )**

Atribut *scaled poisson's ratio* merupakan atribut yang merepresentasikan harga *poisson's ratio* yang terskala pada  $a$  dan  $b$  dengan asumsi lapisan bumi bersifat homogen isotropis. Atribut ini digunakan untuk mengetahui dominasi fluida pada data seismik. Selama ini atribut *scaled poisson ratio* baik digunakan untuk respon AVO batu pasir kelas I dan III.

#### **2.5.2.5. Fluid Factor (FF)**

Atribut *Fluid factor* merupakan atribut turunan dari deviasi terhadap *mur rock line* yang digunakan untuk menunjukkan

kecenderungan fluida. Atribut *fluid factor* dikenal sebagai *direct hydrocarbon indicator (DHI)*, dengan menunjukkan amplitudo rendah refleksi yang berasosiasi dengan sekuen sedimen klastik atau kandungan hidrokarbon. *fluid factor* secara fisis didapatkan dari hasil crossplot log Vp dan Vs. Titik-titik yang menjauh dari tren background menunjukkan indikasi adanya pengaruh fluida.

## 2.6 Prinsip Dasar Atribut Seismik

Atribut seismik (*Seismic Attributes*) didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2007). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik. Informasi yang dihasilkan dari ekstraksi atribut akan memberikan tampilan yang berbeda dari data seismik berdasarkan fungsi matematis yang kita inginkan. Informasi yang diberikan dapat memudahkan kita untuk memberikan interpretasi seismik (seperti penentuan *horizon*) pada penampang seismik. Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya .

Masing-masing atribut seismik memiliki sensitivitas terhadap sifat fisik batuan ataupun keberadaan anomali. Atribut seismik digunakan untuk menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional. Ini disebabkan pada data *trace* imajiner komponen palung dan puncak gelombang akan bergeser, sehingga apabila pada *real* seismik tidak menunjukkan palung, bisa saja pada data imajiner menunjukkan palung dari *trace* seismik. Pada umumnya atribut seismik hasil turunan waktu lebih cenderung memberikan informasi mengenai struktur sedangkan turunan amplitudo memberikan informasi mengenai stratigrafi dan reservoir. Beberapa atribut seismik yang sering digunakan adalah *instantaneous amplitude*, *instantaneous phase*, *instantaneous*

*frequency*, *amplitude envelope*, *curvature* dan lain- lain. Berdasarkan data seismik yang digunakan, atribut seismik dikelompokkan menjadi :

- Atribut data seismik sebelum proses *stack* (*Pre-Stack Attributes*). Perhitungan atribut data yang belum di *stack* membutuhkan waktu yang cukup lama. Perhitungan atribut sebelum *stack* jarang dipakai untuk interpretasi awal dan hanya digunakan jika akan dilakukan interpretasi yang lebih detail.
- Atribut data seismik setelah *stack* (*Post-Stack Attributes*). Data yang digunakan untuk atribut ini adalah data yang berupa data *stack*. Atribut jenis ini sering digunakan sebagai bahan interpretasi awal karena perhitungan yang dilakukan lebih efisien.

#### **2.6.1. Atribut *Amplitude Envelope***

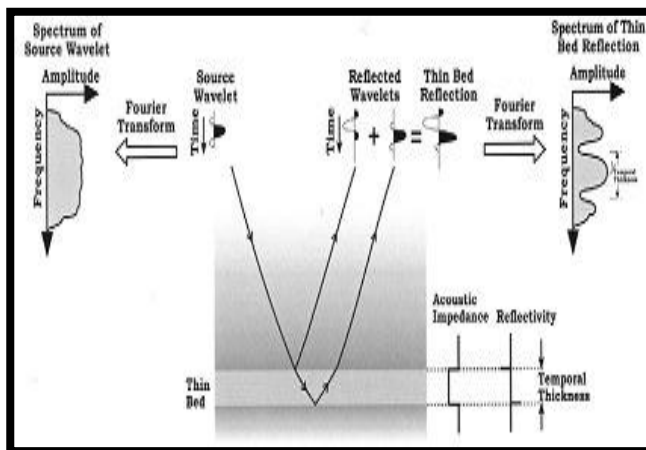
Amplitudo seismik merupakan jumlah energi dalam domain waktu. Atribut *amplitude envelope* umumnya digunakan untuk mengetahui kontras *acoustic impedance*, karakteristik litologi dan juga zona *bright spot*. Berdasarkan karakteristik atribut *amplitude envelope* nilai amplitudo tinggi umumnya diartikan sebagai pasir, sedangkan nilai amplitudo rendah sebagai *shale*. Semakin rendah nilai amplitudo maka endapan tersebut semakin *shaly*.

#### **2.6.2. Atribut *Sweetness***

Atribut *Sweetness* merupakan atribut hasil perhitungan menggunakan atribut frekuensi sesaat dan *Amplitude Envelope*. Atribut *Sweetness* juga merupakan salah satu atribut *Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)* karena dapat memperlihatkan keberadaan hidrokarbon pada nilai rendah, meskipun nilai rendah tidak selalu menunjukkan keberadaan hidrokarbon. Atribut ini umumnya digunakan sebagai analisa litologi dan adanya akumulasi gas.

## 2.7 Spectral Decomposition

*Spectral decomposition* ini merupakan suatu metode yang digunakan untuk menguraikan/mengubah data seismik ke dalam komponen spektralnya sehingga dapat memperlihatkan fitur stratigrafi dan struktur yang pada data seismik biasa tidak terlihat. Dengan mengubah data seismik ke dalam domain frekuensi, spektrum amplitudo akan mendelineasi *temporal bed thickness* (ketebalan lapisan dalam domain waktu) sedangkan spektrum fase akan mengindikasikan diskontinuitas lateral. Oleh karena itu, metode ini dapat digunakan untuk menggambarkan fitur stratigrafi seperti channel dan fitur struktural seperti sistem sesar yang kompleks pada data seismik 3D. Konsep dari *spectral decomposition* adalah bahwa sebuah refleksi dari lapisan tipis mempunyai ekspresi karakteristik dalam domain frekuensi. Ekspresi karakteristik ini merupakan indikasi dari *temporal bed thickness*



**Gambar 2.9** *Thin-Bed Spectral Imaging*

## BAB III METODE PENELITIAN

### 3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian tugas akhir ini dilakukan di fungsi eksplorasi Sumatera, lantai 16 kantor pusat PT. Pertamina EP, gedung menara standart chartered, Jl. Prof. Dr Satrio, Jakarta Selatan.

### 3.2 Data Penelitian

Pada Penelitian ini digunakan data sumur, data seismik 3D CDP *gather*, data *seismic* 3D *Post Stack Preserve*, data *Checkshot* di lapangan EXO, Cekungan Sumatera Selatan. Data seismik yang digunakan telah dilakukan koreksi NMO (*Normal Move Out*). Data *checkshot* digunakan untuk melakukan koreksi terhadap data sumur (Vp) yang tujuannya untuk mengoreksi *depthtime table* dari data Vp. Selanjutnya *depth-time table* dan data Vp tersebut digunakan untuk mengikat data seimik atau proses *well seismic tie*. Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah sumur EXO-Luge yang merupakan jenis sumur vertikal. Data sumur yang digunakan dalam format *.LAS* dengan kelengkapan data ditunjukan pada tabel 3.1 di bawah.

Data Availability Well	
Log	EXO-Luge
Depth	√
Gamma Ray	√
TNPH (Neutron Porosity)	√
Bit Size	√
Density	√
Resistivity	√
Depth Time P-wave	√
Checkshot	√
Caliper	√

Spontaneous Potential(SP)	√
Laterolog Shallow Resistivity(LLS)	√
Laterolog Deep Resistivity(LLD)	√
Invanded Formation Resistivity (RXOZ)	√

### 3.3 Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Interactive Petrophysics 3.5 (IP 3.5)

IP 3.5 digunakan untuk melakukan analisa terhadap data sumur yang meliputi perhitungan *petrophysics* dan penentuan daerah prospek hidrokarbon.

2. Hampson Russell 9 (HRS 9)

Perangkat lunak HRS 9 digunakan untuk melakukan pengolahan data sumur dan data seismik. Pengolahan data sumur meliputi koreksi checkshot, *well seismic tie* (korelasi sumur) dan *crossplot* data sumur. Pengolahan data seismik pada HRS 9 meliputi analisa AVO, *stacking* data seismik, conditioning data, dan analisa atribut seismik.

3. Hampson Russel 8 (HRS 8)

Perangkat lunak HRS 8 digunakan untuk picking horizon data seismik *Post Stack*.





### 3.4.1 Input Data Sumur

Ada beberapa hal yang perlu diperhatikan saat melakukan input data sumur, diantaranya kesesuaian kurva log dengan parameter yang digunakan, satuan, koordinat X, Y, nilai *Surface Elevation* dan *Kelly Bushing*. Input data sumur ini dilakukan di dua sperangkat lunak yaitu HRS 9 dan IP 3.5

### 3.4.2 Conditioning

Conditioning ini dilakukan dengan Median-filter pada data log density dan P-wave, yang selanjutnya dilakukan checkshot digunakan untuk melakukan koreksi terhadap data log sonik (Vp) yang tujuannya untuk koreksi *depth-time table* dari data sonik. Hal ini diperlukan karena data yang terekam pada sumur memiliki domain kedalaman sedangkan nantinya data sumur akan dikorelasikan dengan data seismik yang memiliki domain waktu. Selanjutnya *depth-time table* dan data Vp tersebut digunakan untuk mengikat data seimik pada proses *well seismic tie*.

### 3.4.3 Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika dilakukan menggunakan perangkat lunak IP 3.5 yang tujuannya untuk mengetahui daerah prospek hidrokarbon. Pada bagian ini dilakukan perhitungan-perhitungan properti batuan untuk mendapatkan detail informasi di daerah penelitian. Sumur yang digunakan pada analisa petrofisika ini pada DST#4 dan DST#5 dengan kedalaman 1871-1874 m dan 1797-1804 m yang berada pada Formasi Gumai. Pertama dilakukan wash out analysis untuk mengetahui keadaan lubang sumur EXO-Luge. Kemudian dilakukan perhitungan volume *clay* menggunakan log gamma ray dan log TNPH. Dan yang terakhir dilakukan perhitungan porositas total, porositas efektif menggunakan Microsoft excel serta perhitungan saturasi air menggunakan IP 3.5

### 3.4.4 Crossplot Analysis

Crossplot ini dilakukan hanya pada zona DST#4 dan DST#5 bertujuan untuk melihat ketebalan reservoir pada zona interest dan visibility study.

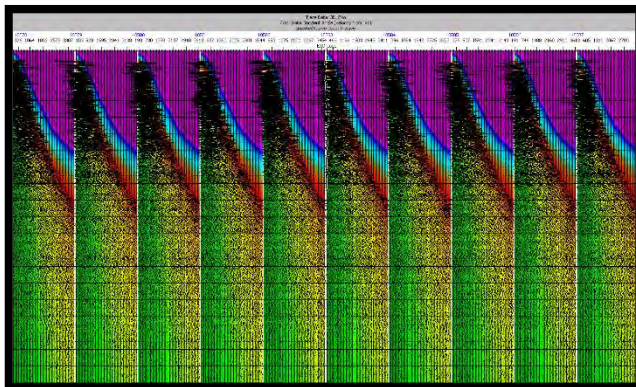
### 3.4.5 FRM (Fluid Replacement Modeling)

Proses ini dilakukan untuk membuat model log s-wave pada kedalaman DST#4 yang nantinya digunakan untuk membuat seismogram sintetik data sumur.

### 3.4.6 Input Data Seismik

Data seismik yang digunakan ialah data seismik gather dan data seismik PSTM\_P. Dalam input data seismik, semua informasi yang dibutuhkan sudah tercatat pada *header data*. Hal yang perlu diperhatikan dalam input data seismik adalah kesesuaian geometri dan koordinat dari data seismik. Apabila geometri tidak sesuai maka data seismik tidak akan bisa dikorelasikan dengan data sumur karena tidak pada lintasan yang sama.

### 3.4.7 Data Conditioning

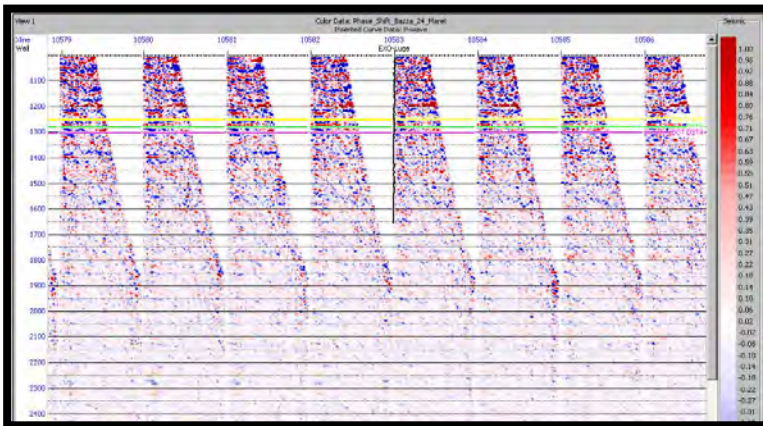


**Gambar 3.2** Data Gather yang telah dilakukan proses NMO

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik yang telah dilakukan proses NMO, karena data yang digunakan dirasa kurang bagus untuk langsung dilakukan analisa AVO, maka dilakukan conditioning data. Diantaranya :

- *Phase Shift*

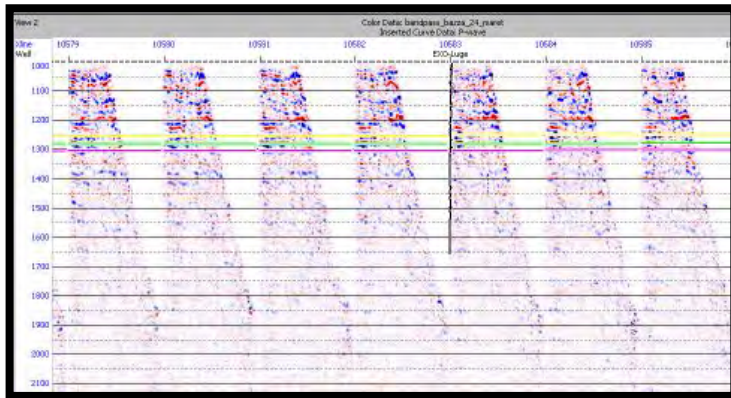
*Phase Shift* digunakan untuk merotasikan fase data seismik. Data seismik dalam penelitian ini merupakan *minimum phase*, sehingga dilakukan proses ini agar data seismik menjadi *zero phase*. Data ini dilakukan dirotasikan sebesar +73 derajat.



**Gambar 3.3** Hasil Phase Shift

- *Bandpass filter*

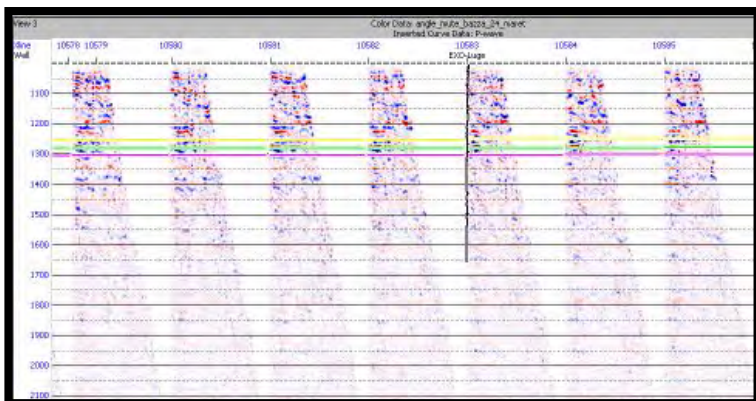
*Bandpass filter* merupakan salah satu filter untuk menghilangkan *noise* yang berada pada spektrum frekuensi rendah dan tinggi. Penentuan parameter pada proses *bandpass filter* didasarkan pada proses *scanning* spektrum amplitudo dari data seismik. Digunakan bandpass 2/5/50/60 untuk low cut, los pass, high cut dan high pass pada proses ini



**Gambar 3.4** Hasil Bandpass Filter

- *Angle Mute*

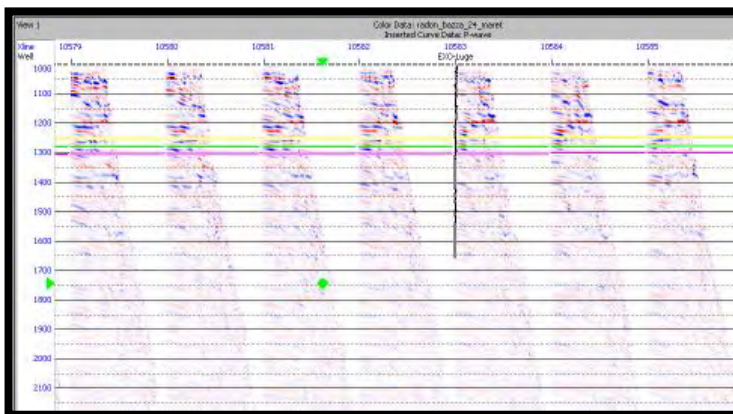
*Angle Mute* digunakan untuk membuang data yang dianggap tidak digunakan pada data gather dengan mengatur nilai amplitudo data menjadi nol. Proses *muting* didasarkan pada sudut datang dan data pada tiap reflektor yang juga merepresentasikan *offset*. Dari penampang seismik dengan *color key* berupa *incident angle* terlihat bahwa data optimal pada sudut datang di bawah  $38^\circ$ . Hasil dari proses *muting* ditunjukkan pada Gambar 3.5



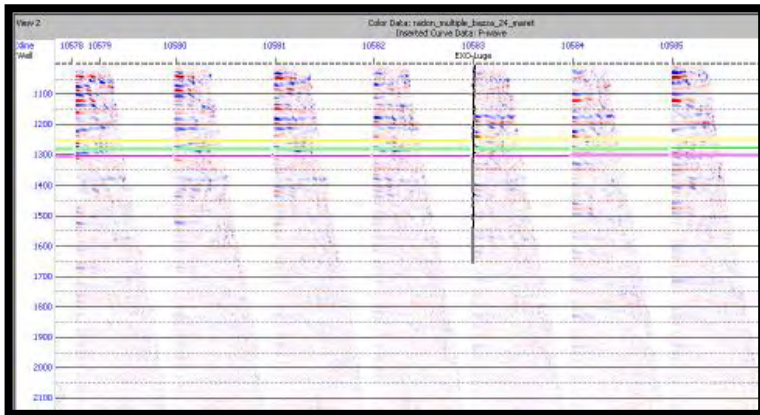
**Gambar 3.5** Hasil proses Angle Mute

- *Parabolic radon transform*

*Parabolic radon transform* merupakan proses yang digunakan untuk menghilangkan efek *multiple* dan *random noise*. Proses ini juga digunakan untuk memperbesar nilai *Signal to Noise ratio* (S/N). Pada proses filter *parabolic radon transform* poin utama dalam proses ini ialah nilai desain *muring* yang dibuat (*delta t*). Karena desain tersebut akan menjadi batas data primer, apabila data diluar desain *muring* maka akan dianggap sebagai *multiple* atau *noise* sehingga akan tereduksi. Gambar 3.6 merupakan hasil dari *conditioning random noise* dengan desain *muring* akan dikoreksi sehingga menghasilkan reflektor yang lebih jelas. Pada proses ini parameter *low delta t* sebesar -100 ms dan *high delta t* sebesar 1000ms. Gambar 3.7 merupakan hasil dari *conditioning multiple noise supression*. Proses ini menghilangkan noise yang berupa *multiple* dengan parameter *conditioning low delta t* sebesar -100 ms dan *high delta t* sebesar 100 ms.



**Gambar 3.6** Hasil Parabolic Radon Transform

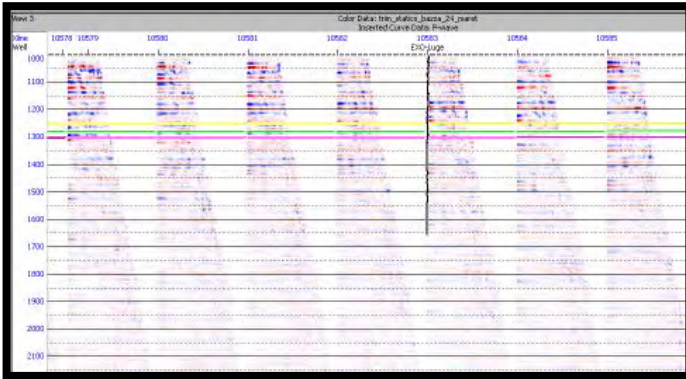


**Gambar 3.7** Hasil Parabolic Radon Transform-Multiple

- *Trim static*

Proses *trim static* digunakan untuk mengatasi masalah *migration move out* pada data *pre-stack*. Masalah *migration move out* bisa berupa tren naik ataupun tren menurun sehingga perlu dikoreksi untuk mendapatkan tren yang lurus. Proses ini didasarkan pada perubahan optimal yang didasarkan pada *cross-correlation* dari setiap *trace seismic*. Dari data hasil radon transform menunjukkan beberapa reflektor masih mengalami penurunan. Itu artinya diperlukan koreksi *trim static* dengan parameter *Length* 40, *Maximum Time Shift* 10, *Cross Correlation window step* 10, agar didapat data reflektor yang lebih lurus. Hasil dari koreksi ini ditunjukkan pada gambar 3.8





**Gambar 3.8** Hasil Koreksi Trim Static

- *Super Gather*

*Super Gather* adalah proses pembentukan *CDP Gather* baru dari data rata-rata *CDP Gather*. Proses ini bertujuan untuk meningkatkan signal to noise ratio (S/N). Proses *Super Gather* dilakukan dengan basis *Stacking* data *CDP Gather* disekitarnya. Dari hasil *super gather*, even seismik akan semakin terlihat jelas pada gambar 3.9.

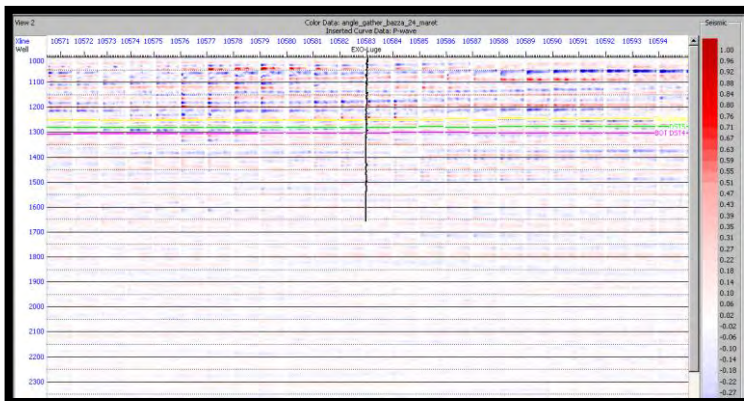


**Gambar 3.9** Hasil Proses Super Gather



- *Angle gather*

*Angle gather* merupakan proses mentransformasikan data *gather* dari domain *offset* menjadi domain sudut yang merepresentasikan sudut datang. Proses *angle gather* dilakukan untuk meningkatkan S/N rasio dan juga nantinya digunakan untuk analisa AVO. Dari data *super gather* selanjutnya dilakukan proses *angle gather*. Proses *angle gather* akan mentransformasi data *CDP seismic* dari domain *offset (m)* menjadi domain sudut datang, sehingga pada proses *angle gather* ini diperlukan juga data kecepatan seismik untuk melakukan konversi dari offset jarak menjadi sudut datang. Data *angle gather* akan digunakan sebagai input analisa AVO dan akan semakin menambah S/N rasio data seismik. Pada proses *angle gather* pengambilan sudut sebesar  $0^{\circ}$ - $39^{\circ}$  karena pada sudut tersebut memiliki data seismik yang optimal (gambar 3.10).

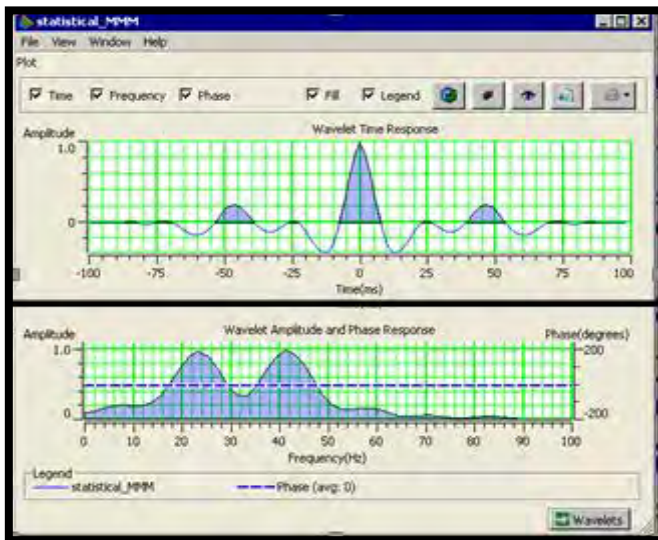


**Gambar 3.10** Hasil Proses Angle Gather

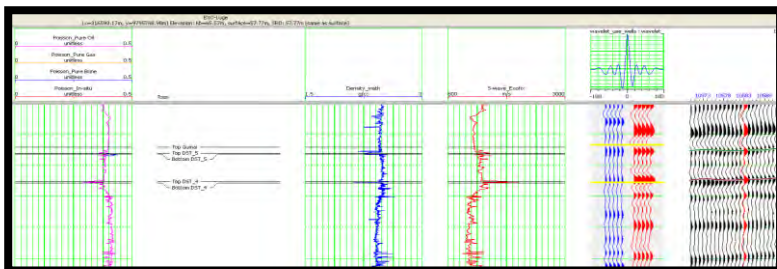
### 3.4.8 *Well Seismic Tie*

*Well to seismic tie* merupakan pengikatan data sumur terhadap data seismik dengan menggunakan data *checkshot* untuk menyamakan *domain* sumur (kedalaman) dan *domain* seismik

(waktu). Dibutuhkan sintetik seismogram yang merupakan hasil kali antara densitas dan kecepatan gelombang P dan mengkonvolusikan dengan *wavelet*. Dalam penelitian ini menggunakan wavelet statistical dan use well. Berikut merupakan hasil well seismic tie. Dengan hasil korelasi sebesar 0.794 dan shifting 0 ms.



**Gambar 3.11** Parameter *Wavelet* saat Well seismic tie



**Gambar 3.12** Hasil Korelasi Sumur EXO-Luge

### 3.4.9 AVO Gradient Analysis

Proses ini bertujuan untuk menguji parameter *AVO* dari data *gather* seismik. Bentuk analisa yang digunakan adalah plot kurva *Intercept* dan *Gradient* dua *event* pada *CDP* dan *Time* Zona interest yaitu DST#4 dan DST-5 . *Input* data yang digunakan adalah data seismik hasil proses *angle gather*. Hasil analisa ini kemudian dibandingkan dengan hasil analisa *gradient* pada seismik sintetis.

### 3.4.10 AVO Attribut Volume

Proses ini merupakan proses menganalisa data *gather seismic* menggunakan atribut *AVO*. Data *gather* yang digunakan adalah data hasil proses *angle gather* dengan sudut  $0^\circ - 38^\circ$ . Atribut *AVO* merupakan output dari persamaan pendekatan Aki-Richard (1980) dan Fatty (1994). Atribut *AVO* yang digunakan dalam penelitian ini adalah atribut *intercept (A)*, *gradient (B)*, *product (A\*B)*, *scaled Poisson's ratio* dan *fluid factor*. Berikut merupakan penjelasan dari attribut yang digunakan dalam penelitian ini:

- *Intercept (A)*  
*Intercept* merupakan respon amplitudo pada *zero offset*. Atribut *intercept* dicari dari suku pertama persamaan Shuey (1985) dalam penelitian ini atribut *intercept* digunakan untuk menunjukan persebaran nilai amplitudo pada data *seismik stack*
- *Gradient (B)*  
*Gradient* merupakan kemiringan garis atau *slope* yang dapat menggambarkan perubahan amplitudo relatif terhadap *offset*. Pada penelitian ini informasi positif dan negatif dari atribut ini digunakan untuk melihat kemiringan relatif terhadap *offset*, yang nantinya akan digunakan bersama atribut *intercept*.
- *Product (A\*B)*  
Atribut didapat dari hasil kali *trace* seismik pada atribut *intercept (A)* dan *gradient (B)*. Pada penelitian ini atribut

*product* digunakan untuk melihat adanya penambahan atau pengurangan amplitudo pada data *stack* seismik.

- *Scaled Poisson's Ratio ( $aA+bB$ )*

Atribut *scaled Poisson's ratio* merupakan harga *Poisson's ratio* yang terskala pada A dan B. pada penelitian ini atribut *scaled Poisson's ratio* digunakan untuk melihat asosiasi gas pada anomali AVO.

- *Fluid Factor*

Atribut *fluid factor* merupakan atribut turunan dari deviasi terhadap *mud rock line* yang digunakan untuk menunjukkan kecenderungan fluida. Atribut ini ditentukan dari reflektifitas gelombang P ( $R_p$ ), reflektifitas gelombang S ( $R_s$ ),  $V_p$  dan  $V_s$ . Sehingga pada penelitian ini pertama dicari  $R_p$  dan  $R_s$  menggunakan data *gather* seismik.

### 3.4.11 Atribut Seismik

Proses pembentukan atribut seismik dilakukan pada data seismik *post stack* 3D. Data seismik 3D terlebih dahulu dilihat spektrum frekuensinya, kisaran spektrum amplitudo *raw* data seismik adalah 0-250 Hz. Proses *Bandpass filtering* diperlukan untuk mengurangi *noise* frekuensi rendah dan frekuensi tinggi. *Bandpass filtering* diterapkan pada kisaran frekuensi 2/5/50/60 Hz.

#### 3.4.11.1 Amplitude Envelope (RMS Amplitude)

Input data yang digunakan dalam atribut ini yaitu *angle stack*. Pada penelitian ini atribut *Amplitude Envelope* digunakan untuk melihat respon atribut amplitudo terhadap zona gas

#### 3.4.11.2 Sweetness

Proses *trace math* merupakan proses yang digunakan untuk membentuk persamaan sederhana maupun kompleks dengan input data seismik. Software akan melakukan proses perhitungan atribut berdasarkan input yang telah dimasukkan.

Hasil yang diperoleh merupakan data seismic baru hasil perhitungan dan ditampilkan dalam window yang terpisah. Input data yang digunakan adalah data seismic baru hasil pengolahan proses *Amplitude envelope* dan *instantaneous* frekuensi. Proses *trace math* diterapkan pada *window* data *time* 160-3000 ms, offset 1-800m, *Inline* 2204-2335 dan *Xline* 10407-10786.

#### **3.4.12 *Spectral decomposition***

Karakteristik reservoir menggunakan metode *spectral decomposition* ini, terlebih dahulu kita tentukan zona interest nya yang disebut dengan '*zone-of-interest cube*'. Zona interest ini kemudian diubah dari domain time ke dalam domain frekuensi. Hasilnya disebut dengan '*tuning cube*' yang dapat ditampilkan pada cross-section atau plan view. Pada plan view ini, kita bisa men-display slice frekuensi (atau disebut juga '*tuning map*') dan melakukan animasi/scanning untuk melihat frekuensi terbaik manakah yang dapat menampilkan fitur stratigrafi/struktur paling jelas

***“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”***

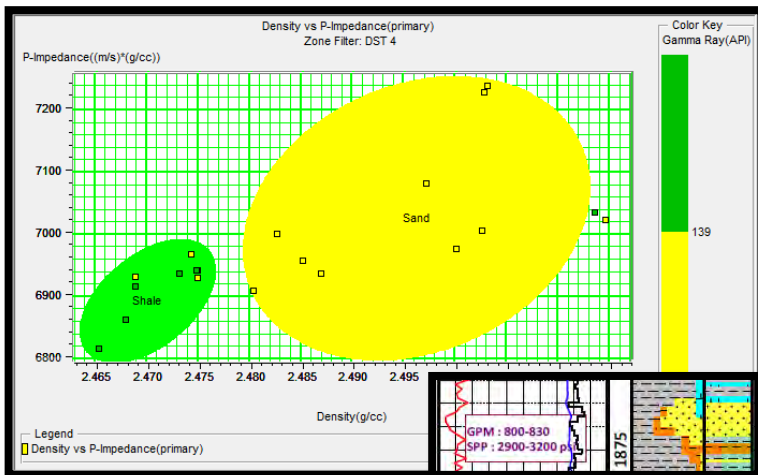
## **BAB IV**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

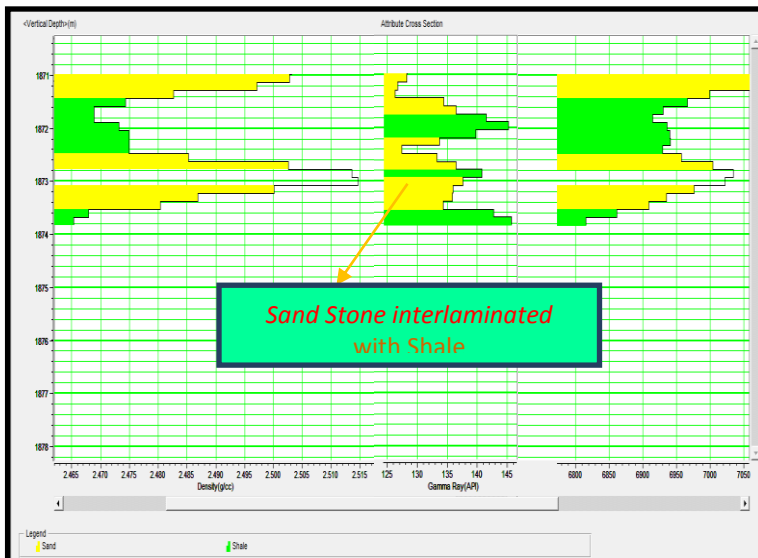
Dalam bab ini akan dibahas mengenai hasil analisa petrofisika, karakterisasi reservoir target, AVO Gradient Analysis, atribut AVO, FRM (*Fluid Replacement Modelling*), Atribut seismik *RMS amplitude*, *Sweetness*, dan *Spectral decomposition*. Data yang tersedia pada lapangan EXO-Luge cukup memenuhi kebutuhan data, sehingga memberi banyak informasi untuk melakukan analisa pada data sumur maupun data seismik. Analisa pada penelitian ini difokuskan pada reservoir Formasi Gumai, dengan zona interest yaitu DST#4

#### **4.1 Feasibility Data**

Untuk mengetahui *feasibility* data reservoir target dilakukan *crossplot* antara densitas dan *P-impedance* di kedalaman 1797-1804 m dan 1871-1874 m dimana kedalaman ini mencakup lapisan *shale* diatas daerah target. Pengambilan lapisan *shale* ini perlu dilakukan sebab dalam penelitian ini penulis mengacu pada klasifikasi *AVO* berdasarkan Rutherford dan William. Rutherford dan William membagi respon *AVO* menjadi beberapa kelas yang didasarkan atas kontras impedansi akustik lapisan *reservoir* dan lapisan *seal* di atas reservoir. Kemudian digunakan pula data log *gamma ray* sebagai *color key* untuk membedakan *sand-shale* dari kurva *crossplot* tersebut. Dari *crossplot* yang telah dilakukan diketahui bahwa lapisan *sand* target memiliki nilai *P-impedance* berkisar 6.200-6.700[(ft/s)\*(gr/cc)], sedangkan lapisan *shale* daerah target memiliki nilai impedansi akustik berkisar antara 6.500-7.100 [(ft/s)\*(gr/cc)]. Kontras impedansi antara lapisan *shale* dan lapisan *sand* di atasnya tidak terlihat terlalu jelas hanya selisih 500 poin. Karakter dari reservoir target ini ialah densitas yang sangat tinggi. Lapisan *sand* target memiliki nilai impedansi akustik yang lebih rendah daripada lapisan *shale* di bawahnya.



**Gambar 4.1** *Cross plot* pada kedalaman 1871-1874 m

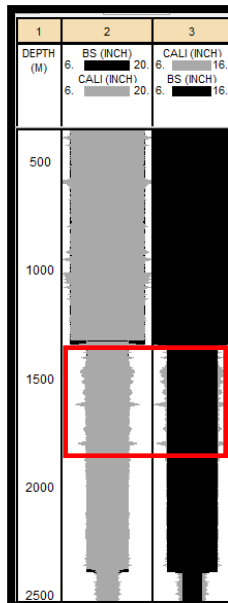


**Gambar 4.2** *Cross Section* pada kedalaman 1871-1874 m

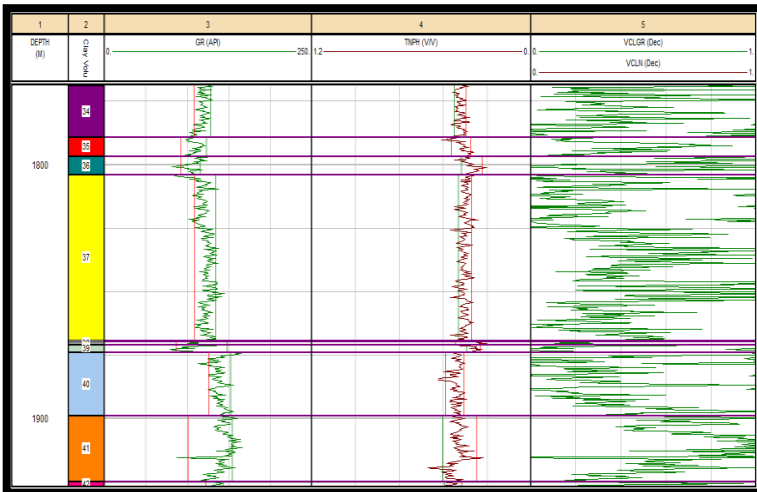


## 4.2 Analisa Petrofisika

Analisa Petrofisika ini dilakukan menggunakan software IP 3.5 dan perhitungan porositas menggunakan Microsoft Excel 2013. Pada analisa ini penulis melakukan proses *wash out analysis* yang bertujuan untuk mengetahui kondisi lubang bor sumur EXO-Luge. Dari hasil interpretasi menunjukan bahwa sebagian besar kondisi lubang sumur mengalami *Wash Out* atau zona runtuh. Dari data kurva juga dapat dilihat bahwa sumur EXO-Luge terdapat 4 kali pergantian casing (Gambar 4.3) Selanjutnya, dilakukan perhitungan Volume *clay* menggunakan Log Gamma Ray dan TNPH, hal ini dilakukan karena kedua log tersebut memiliki sensitivitas yang cukup baik dalam identifikasi *clay*. Proses perhitungan volume *clay* dapat dilihat pada gambar 4.4.



**Gambar 4.3** *Wash Out Analysis*

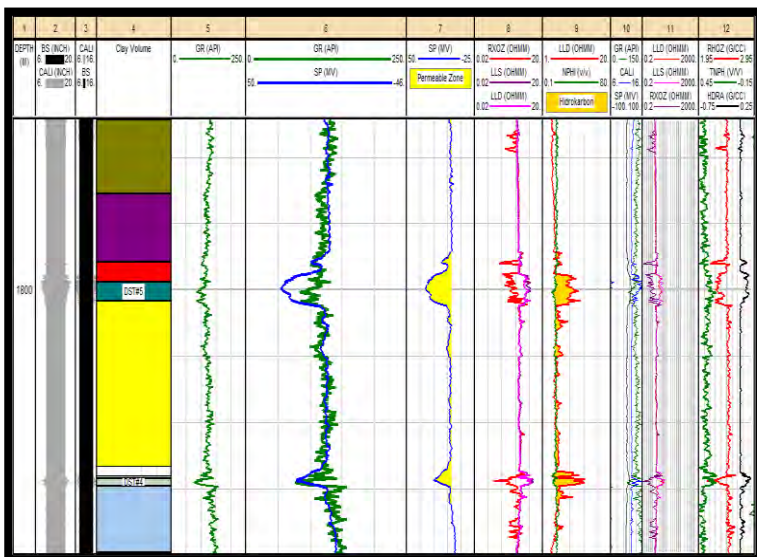


**Gambar 4.4** Zonasi *Clay Volume* menggunakan *Log Gamma Ray* dan *Log TNPH*

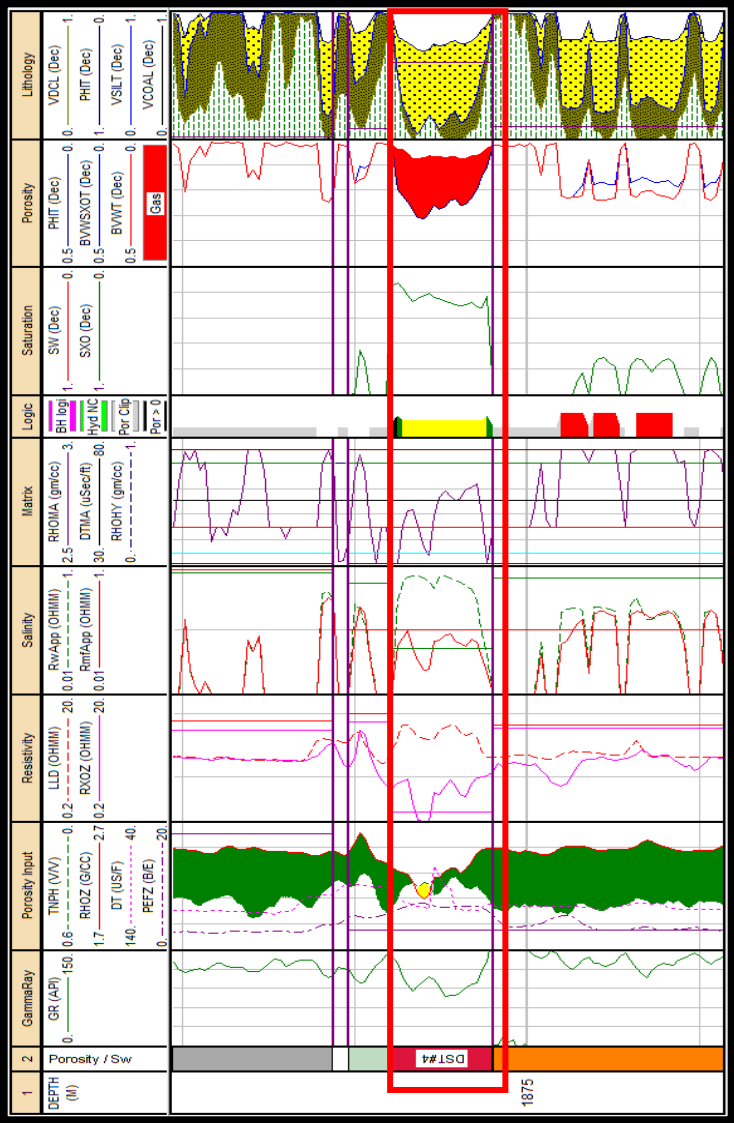
Gambar 4.5 merupakan tampilan dari beberapa kurva log yang digunakan untuk melakukan *quick look* terhadap zona hidrokarbon pada data sumur EXO-Luge sebelum dilakukan pengolahan petrofisika. Dapat dilihat pada zona DST#5 dan DST#4 yang berada pada Formasi Gumai merupakan daerah yang dapat diindikasikan sebagai zona prospek. Pada track 6 yaitu kurva *Gamma Ray* dan *Spontaneous Potential* memperlihatkan adanya separasi yang dapat diinterpretasikan sebagai zona permeabel yang berupa lapisan batupasir karena memiliki nilai *gamma ray* yang rendah. Pada track 8 merupakan hasil dari *overlay* antara kurva resistivitas, LLD, dan LLS pada zona DST#5 dan DST#4 terlihat adanya separasi yang dapat diinterpretasikan sebagai zona invasi hidrokarbon.

Setelah melakukan perhitungan volume *clay* dengan mengatur *cut off* pada kurva *gamma ray* dan *TNPH* maka dilakukan perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Indonesia. Hasil dari perhitungan saturasi air dan porositas ini

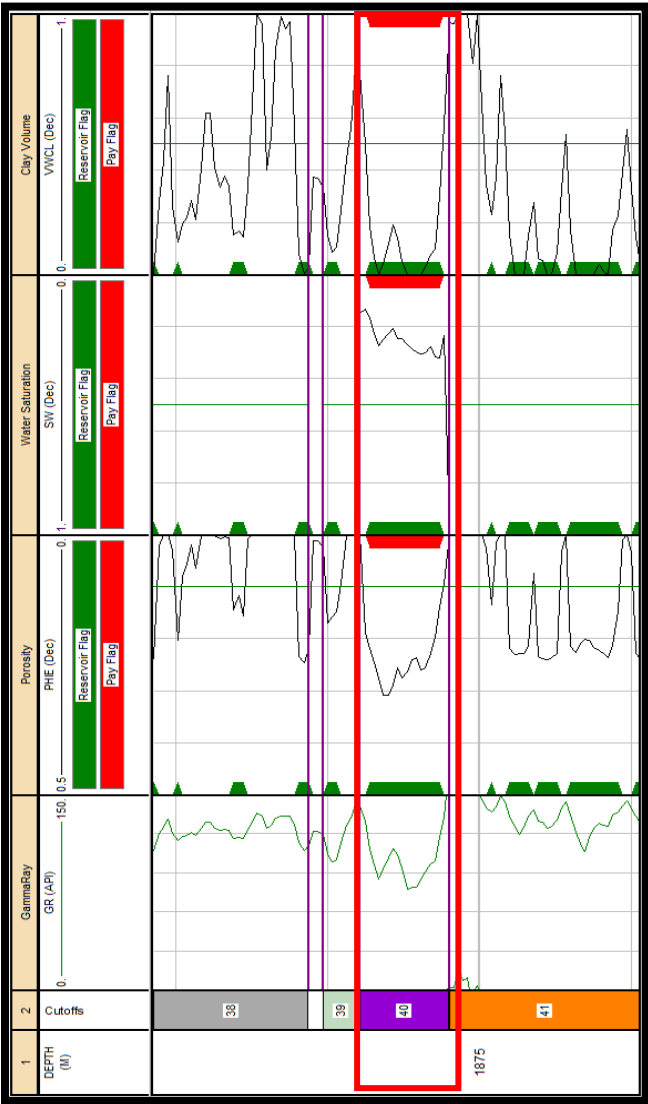
ditunjukkan pada gambar 4.6. pada kurva ini kita juga dapat melihat litologi dari sumur EXO-Luge. Analisa ini difokuskan pada Formasi Gumai dan wilayah DST#4. Dapat dilihat bahwa pada DST#4 memiliki reservoir berupa batupasir. Pada gambar 4.6 setelah dilakukan pengolahan petrofisika didapatkan nilai net reservoir sebesar 4 m, net pay 3 m dengan nilai porositas efektif berkisar antara 10-30% serta saturasi air sebesar 10-30%. Dari log litologi dapat diketahui bahwa hasil pengolahan petrofisika ini sama dengan data mudlog yaitu berupa *sandstone interlaminated with shale*. Dari data mudlog juga diketahui menunjukan adanya gas pada DST#4 dengan nilai gas rate sebesar 0.016 mmscfd. Dalam penelitian ini peneliti memilih untuk melakukan analisa AVO dan seismik *attribute* pada DST#4.



**Gambar 4.5** Perbandingan beberapa kurva log sumur EXO-Luge



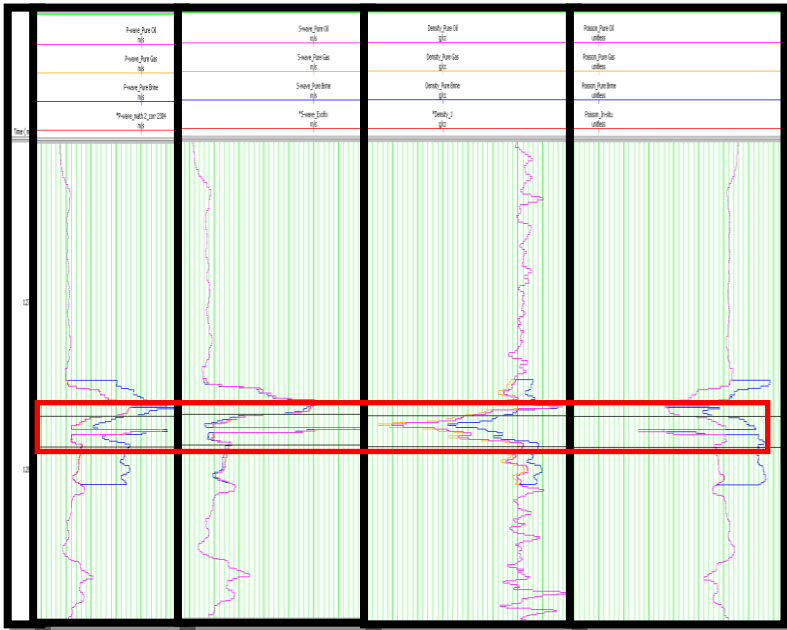
**Gambar 4.6 Hasil Pengolahan Petrofisika**



Gambar 4.7 Hasil zonasi Net Pay pada DST#4

### 4.3 FRM (*Fluid Replacement Modeling*)

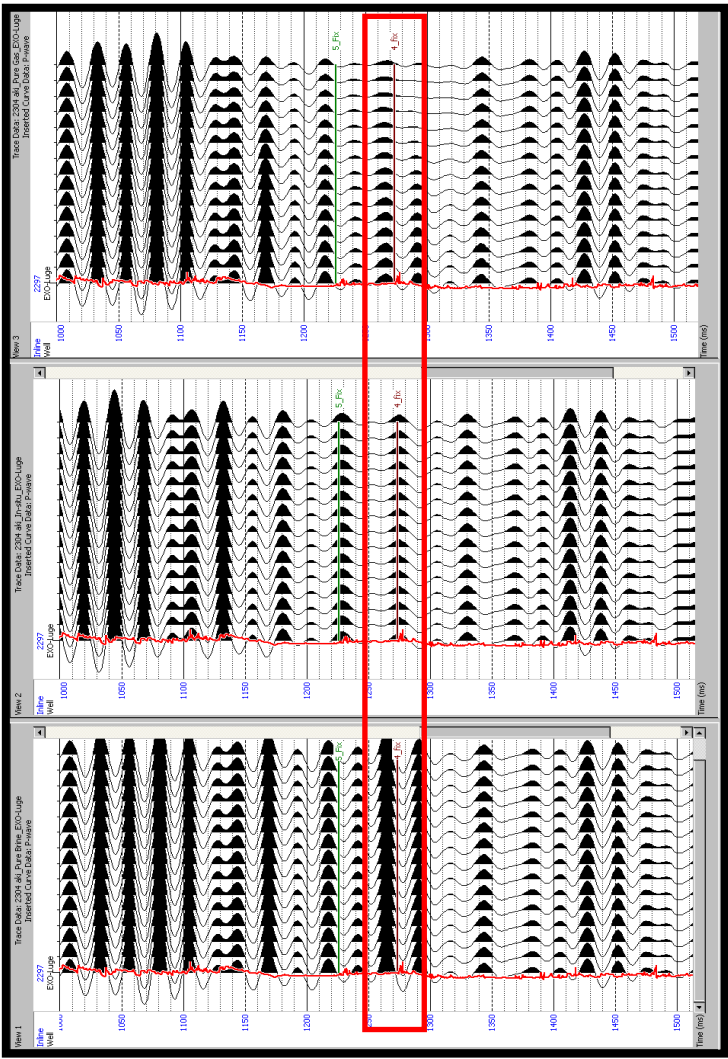
FRM ini dilakukan untuk membantu intepetasi dalam *AVO analysis*. Proses FRM ini dilakukan bertujuan untuk mendapatkan nilai *s-wave* . FRM juga digunakan untuk memodelkan data sumur berupa *P-wave*, *S-wave*, *Density* dan *Poisson Ratio* yang untuk selanjutnya akan dibuat seismik sintetik berdasarkan FRM pada sumur.



Gambar 4.8 Log hasil *Fluid Replacement Modeling*

Gambar 4.8 merupakan log hasil FRM pada kedalaman 1865-1880 m dengan skenario fluida *pure gas*, *pure oil*, *pure brine* dan *insitu*. Pada gambar terlihat adanya separasi antara *P-wave* data sumur, *P-wave Pure oil*, *P-wave Pure gas* dengan *P-wave pure brine*. Tren separasi tersebut dapat dilihat pada kurva log *S-wave*, *density* dan *Poisson Ratio* pada zona DST#4. Dari

hasil pemodelan FRM ini menunjukkan bahwa pada zona DST#4 memiliki kandungan fluida berupa hidrokarbon. Selanjutnya dilakukan proses identifikasi skenario untuk pembuatan seismik sintetik. Dalam pembuatan seismik sintetik ini menggunakan persamaan aki-richard, persamaan ini dipilih karena menghasilkan event seismik yang mendekati data real seismik. Pada gambar 4.9 merupakan data seismik sintetik yang dihasilkan dari FRM, pada penampang seismik sintetik Pure brine menunjukkan nilai amplitudo besar, sebaliknya pada penampang seismik sintetik *in-situ* memiliki nilai amplitudo yang relatif lebih kecil dibandingkan amplitudo pada *pure brine*. Pada penampang seismik sintetik *pure gas* terlihat memiliki nilai amplitudo lebih kecil dibandingkan pada data *pure brine* yang nila amplitudonya menurun seiring dengan bertambahnya *offset*

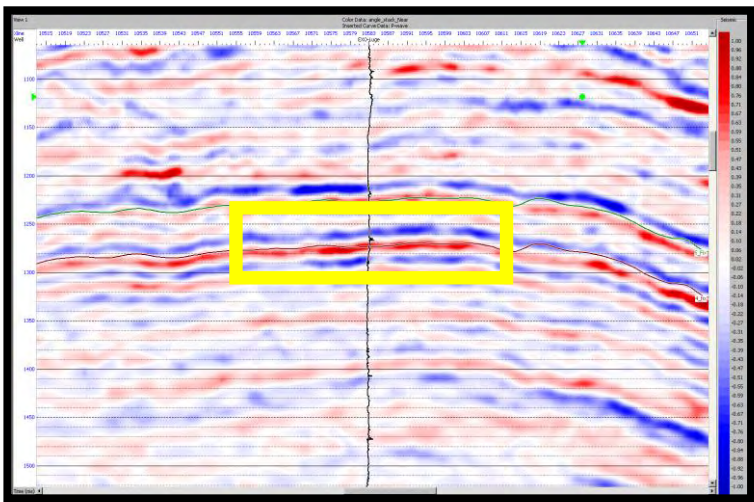


Gambar 4.10 Seismik Sintetik dari FRM

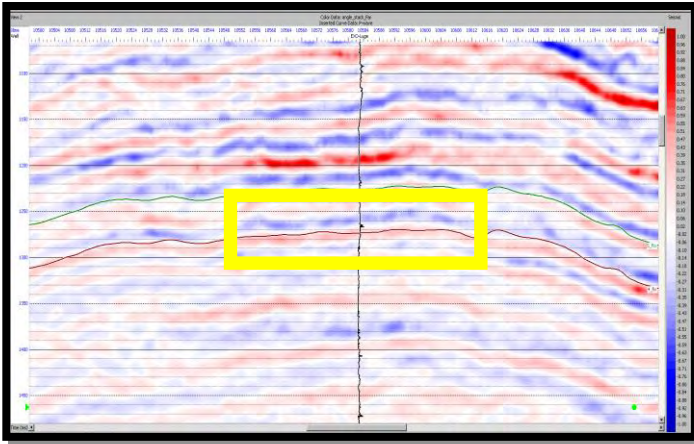


#### 4.4 *Angle Range Limited Stack*

*Angle range limited stack* ialah proses dimana *stacking* data yang dibuat atau dibagi berdasarkan sudut datang tertentu. Proses ini digunakan untuk melihat perubahan amplitudo seismik pada offset dekat maupun jauh yang biasa disebut dengan istilah *near stack* dan *far stack*. Dalam penelitian ini range stack pada data seismik dibagi menjadi 2 yaitu *near stack* (sudut  $0^{\circ}$ - $19^{\circ}$ ) dan *far stack* (sudut  $20^{\circ}$ - $39^{\circ}$ ). Dari data *near stack* (gambar 4.8) dan *far stack* (gambar 4.9) terlihat bahwa terdapat perubahan reflektor amplitudo pada zona DST#4 (kotak kuning) pada data *near stack* memiliki nilai amplitudo yang relatif besar sedangkan pada data *far stack* nilai amplitudo menurun sehingga dapat diinterpretasikan nilai amplitudo menurun seiring dengan pertambahan sudut datang yang mencirikan AVO *gas sand* kelas I



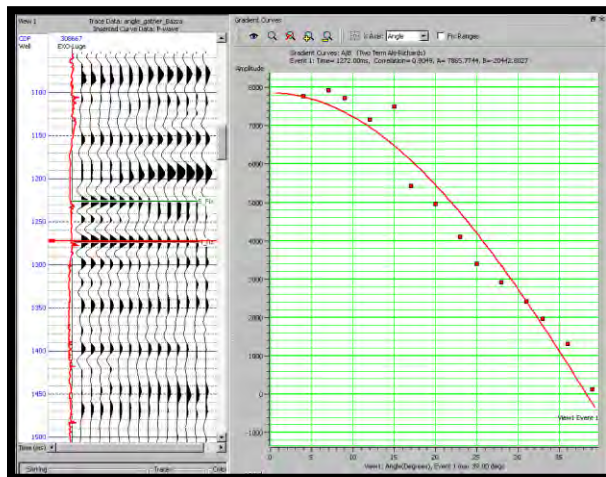
**Gambar 4.11** Penampang section *Near Stack* di inline 2297



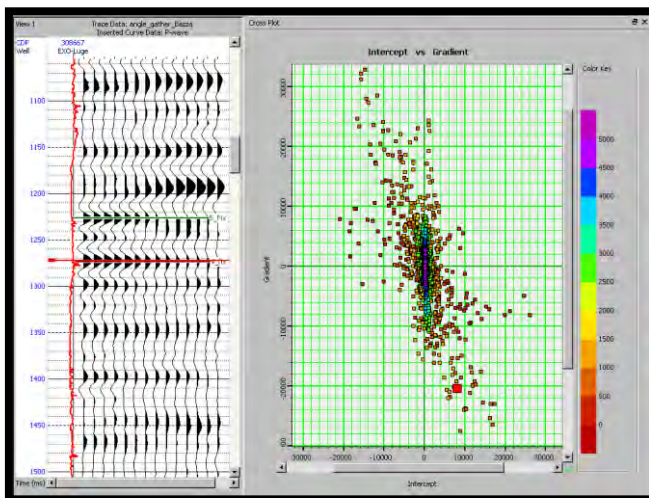
**Gambar 4.12** Penampang section pada *Far Stack* di inline 2297

#### 4.5 Analisa *Gradient AVO*

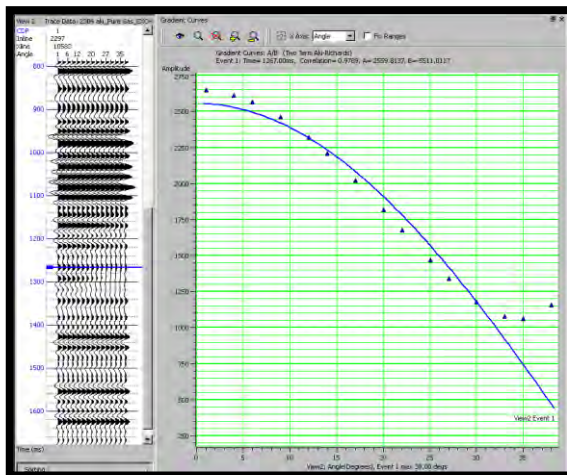
Analisa AVO dilakukan untuk mengetahui anomali AVO yang disebabkan oleh gas pada reservoir batupasir. Data yang digunakan merupakan data *angle gather* yang sebelumnya sudah dilakukan *conditioning data*. Dari data seismik tersebut akan dilakukan penentuan reflektor yang akan dilakukan analisa gradien. Pada penelitian ini analisa *gradient* dilakukan pada zona gas DST#4 Formasi Gumai



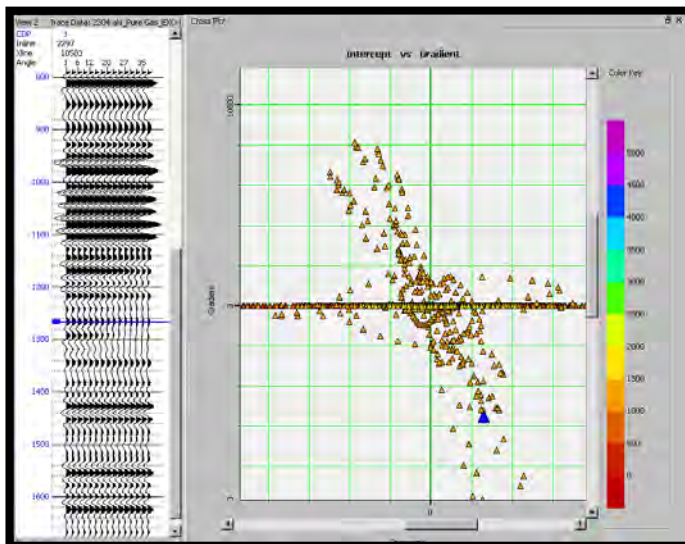
**Gambar 4.13** AVO Gradient analysis data seismic angle gather  
DST#4 – Gradient Curve



**Gambar 4.14** AVO Gradient analysis data seismic angle gather  
DST#4 – Cross Plot



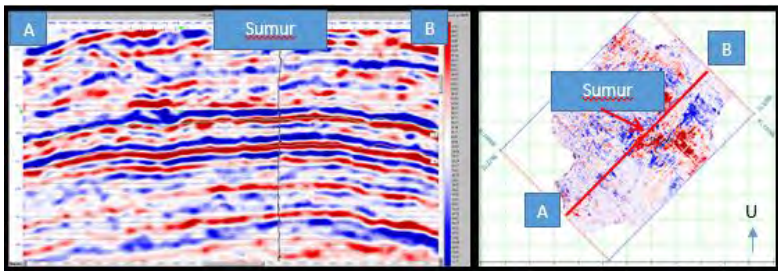
**Gambar 4.15** AVO Gradient analysis data seismik sintetik sumur DST#4 – Gradient Curve



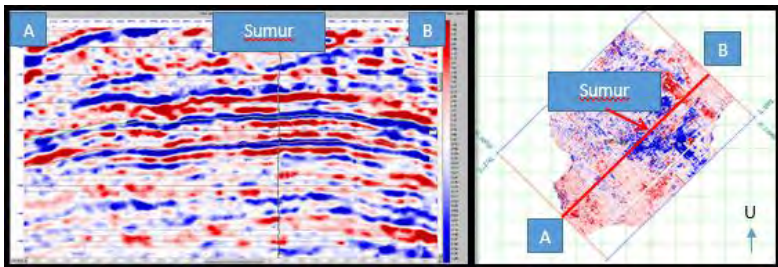
**Gambar 4.16** AVO Gradient analysis data seismik sintetik sumur DST#4 – Cross Plot

#### 4.6 Analisa Atribut AVO

Pada penelitian ini digunakan atribut seismik AVO untuk melihat respon *attribute* AVO pada DST#4 yang berada di Formasi Gumai. Input yang digunakan pada atribut AVO adalah data *angle gather*. Atribut AVO yang digunakan dalam penelitian ini antara lain atribut *intercept* ( $A$ ), *gradient* ( $B$ ), *product* ( $A*B$ ), *scaled poisson ratio*, *Polarization Magnitude* dan *fluid factor*.

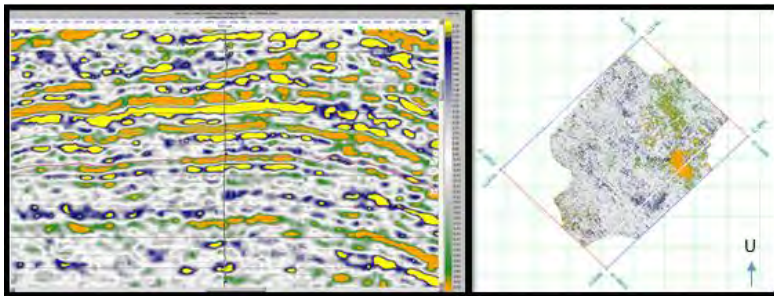


**Gambar 4.17** *Section dan Slice horizon intercept pada DST#4*

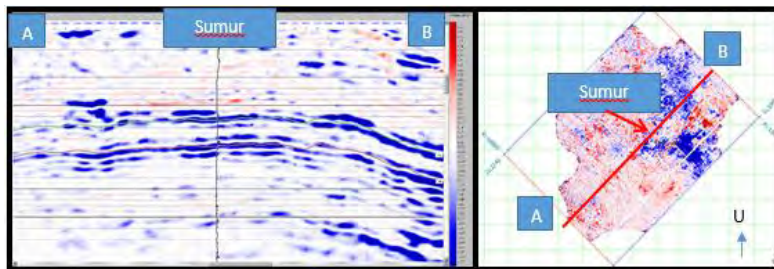


**Gambar 4.18** *Section dan Slice horizon Gradient pada DST#4*

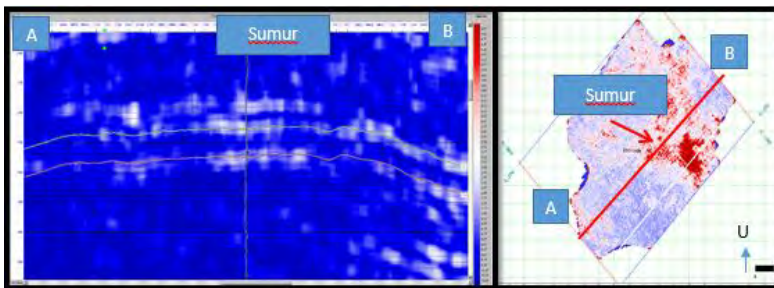




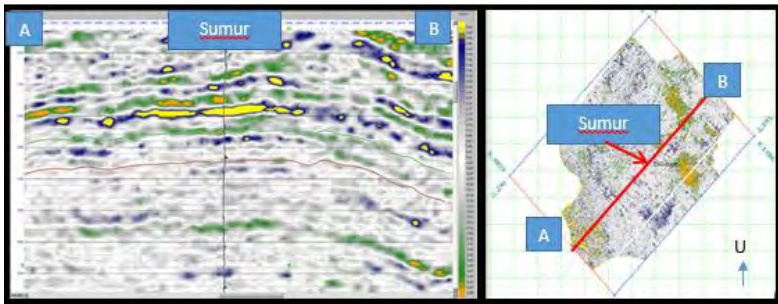
**Gambar 4.19** *Section dan Slice horizon Scalled Poisson Rasio pada DST#4*



**Gambar 4.20** *Section dan Slice horizon Product (A\*B) pada DST#4*



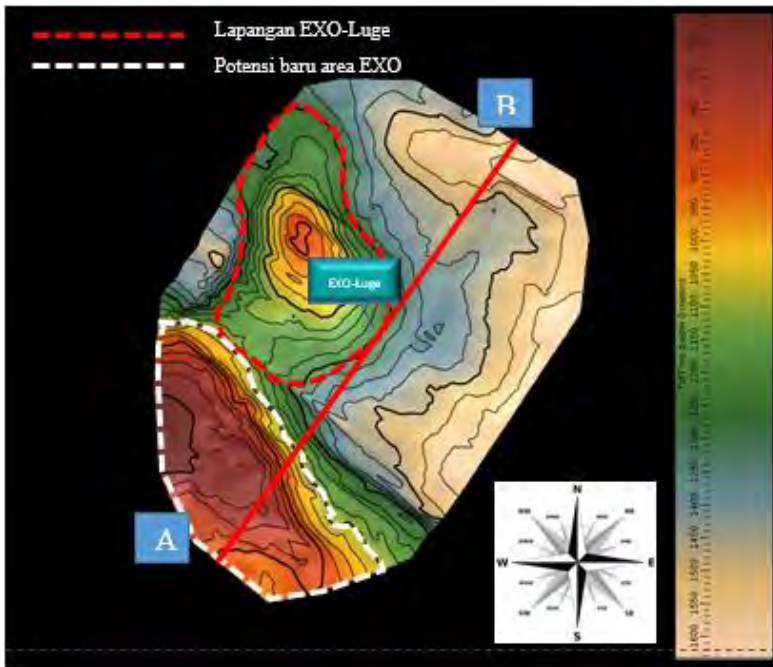
**Gambar 4.21** *Section dan Slice horizon Polarization Magnitude pada DST#4*



**Gambar 4.22** *Section dan Slice horizon Fluid Factor pada DST#4*

#### 4.7 Analisa Atribut Seismik

Atribut post stack seismic digunakan untuk melihat respon masing-masing atribut seismic terhadap respon gas batupasir. Atribut seismic memiliki sensitifitas masing-masing terhadap respon sifat fisik batuan dan memetakan anomaly di bawah permukaan. Input data yang digunakan dalam atribut seismic ini adalah data angle stack. Dari data angle stack tersebut selanjutnya dilakukan kalkulasi atau analisa atribut menggunakan *sweetness*. Dari hasil pengolahan menunjukan penampang seismic hasil atribut *sweetness*. Sebelumnya dilakukan *picking horizon* terlebih dahulu agar didapatkan *slice horizon* yang diinginkan.



**Gambar 4.23** Map Picking Horizon DST#4

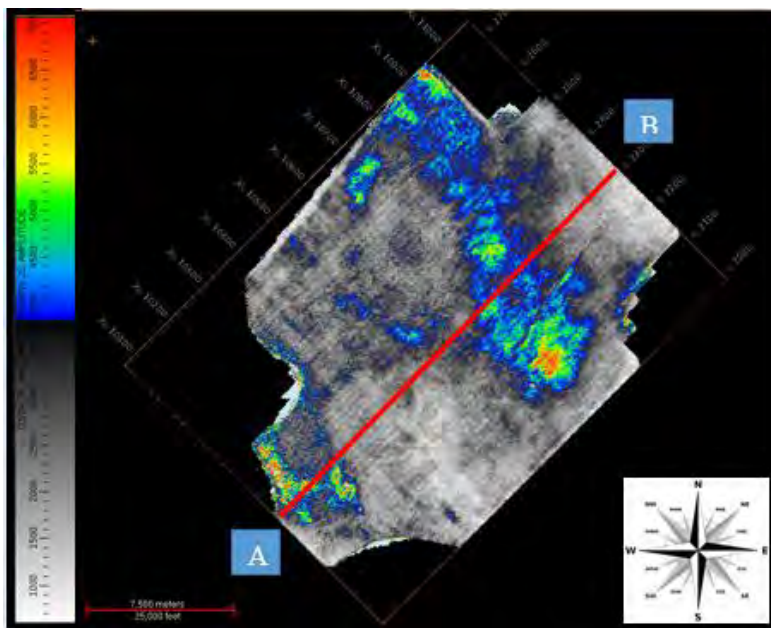
Pada gambar 4.24 menunjukkan *slice horizon* dari atribut *RMS Amplitude* pada DST#4. Nilai *RMS Amplitude* besar akan berasosiasi dengan batupasir sedangkan *shale* akan berasosiasi dengan nilai *RMS Amplitude* yang kecil. Pada atribut ini dilakukan analisa perhitungan ketebalan reservoir batupasir Formasi Gumai menggunakan perhitungan sederhana seperti dibawah ini.

$$\frac{\text{Tebal Sand Sumur}}{\text{RMS Amplitude Sumur}} = \frac{\text{Tebal Sand}}{\text{RMS Amplitude}} \quad (4.1)$$

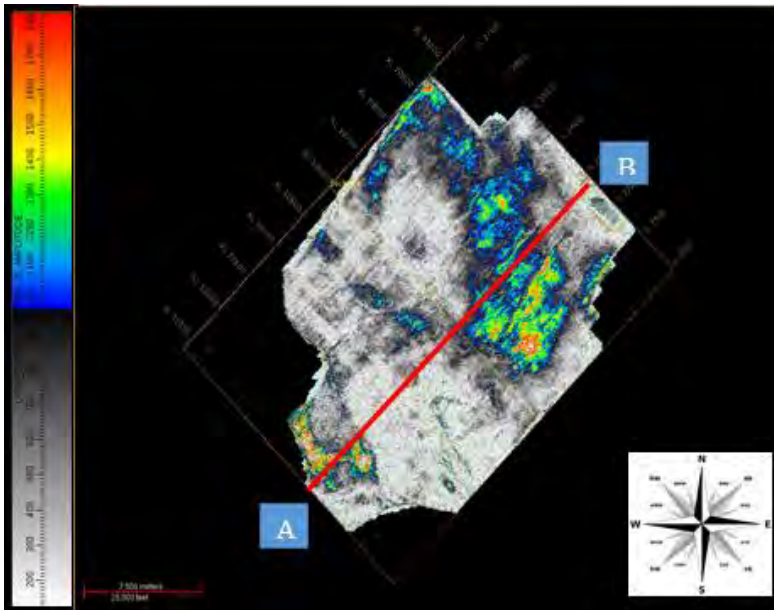
Dari data seismik dan sumur diketahui bahwa tebal lapisan batupasir pada sumur sebesar 4 meter dengan nilai *RMS*



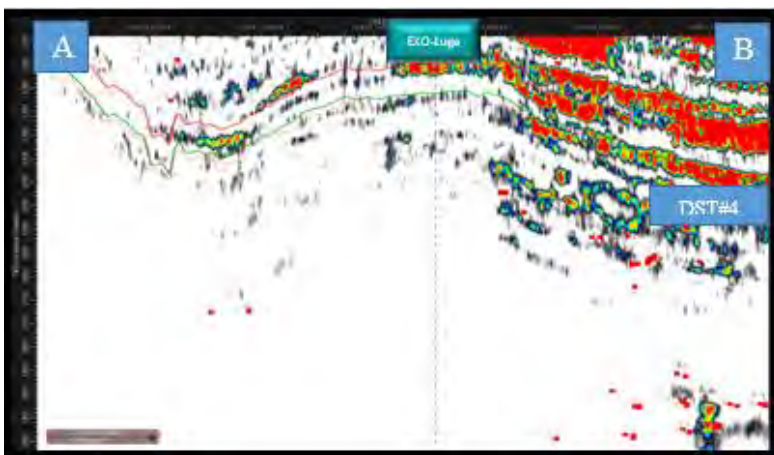
*Amplitude* 3149,8 ms. Dari hasil perhitungan diketahui bahwa pada area EXO-Luge ketebalan maksimal dari reservoir batupasir Formasi Gumai berada pada *inline* 2147, *xline* 10688 dengan tebal reservoir 9,7 meter dan pada *inline* 2367, *xline* 10121 dengan tebal reservoir 11,57 meter.



**Gambar 4.24** Hasil *Slice Horizon* Attribut *RMS Amp* pada DST#4



**Gambar 4.25** Hasil *Slice Horizon* Attribut *Sweetness* pada DST#4



**Gambar 4.26** Hasil *Section* Attribute *Sweetness* pada *Inline* 2297

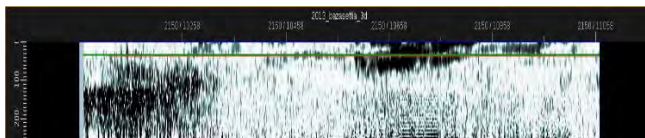
Dari hasil *Slice Horizon Sweetness* dapat digunakan untuk melihat persebaran fluida gas pada DST#4. Serta wilayah prospek lain diluar sumur EXO-Luge.

#### 4.8 Analisis *Tuning Thickness*

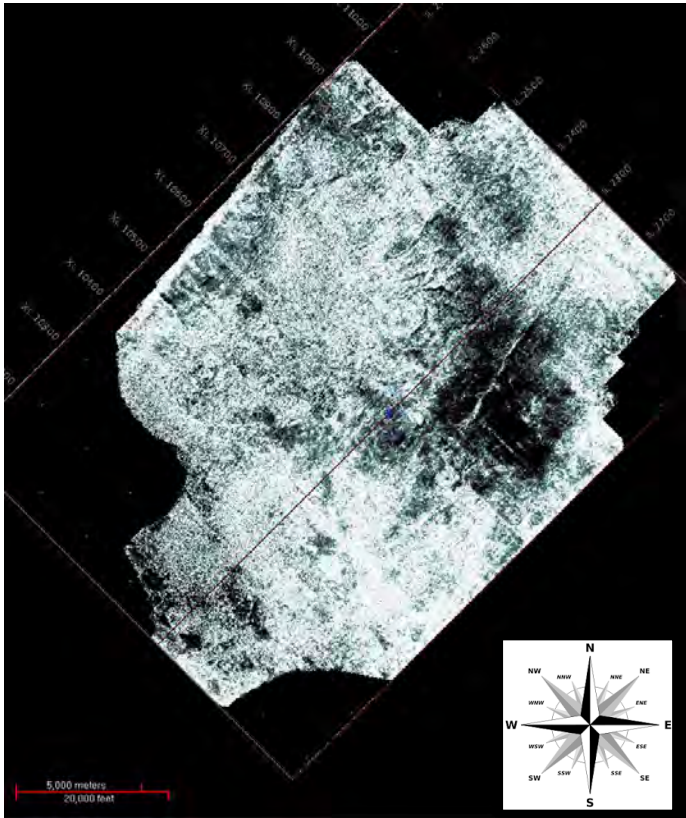
Analisis ketebalan *tuning thickness* dapat dilakukan dengan cara mengkalikan panjang gelombang ( $\lambda$ ) dengan konstanta  $1/8$  dan  $1/4$ . Dimana  $1/8\lambda$  menginformasikan kemampuan seismik untuk mendeteksi (*limit of detectability*) ketebalan batuan tersebut sedangkan  $1/4\lambda$  menginformasikan kemampuan seismik untuk melihat (*limit of visibility*) ketebalan batuan tersebut. Panjang gelombang ( $\lambda$ ) dapat diketahui dengan membagi rata-rata kecepatan gelombang P pada formasi tersebut, yaitu 2700 us/ft dengan frekuensi dominan yang dimiliki data seismik yaitu 23.9 Hz. Sehingga didapatkan nilai panjang gelombang ( $\lambda$ ) sebesar 112.91 meter. Maka  $1/8\lambda$  adalah 14.11 meter dan  $1/4\lambda$  adalah 28.22 meter. Ketebalan minimum reservoir pada penelitian kali ini adalah 4 meter. Sehingga reservoir pada penelitian ini berada pada keadaan *under tuning thickness*, untuk itu diperlukan proses *spectral decomposition* yang berfungsi sebagai data penguat bahwa event seismik pada DST#4 merupakan reservoir batupasir gas Formasi Gumai

#### 4.9 Analisa *Spectral decomposition*

*Spectral decomposition* ini biasanya digunakan untuk membantu interpretasi zona-zona yang *under tuning thickness*. *Spectral decomposition* juga dapat digunakan untuk identifikasi *facies*, *stratigraphy setting*, dan *structural mapping*. Berikut merupakan hasil pengolahan dari *spectral decomposition* pada area EXO.



**Gambar 4.27** Hasil *Tuning Cube* Area EXO



**Gambar 4.28** Hasil *Tuning Mapper* Area EXO pada frekuensi 32 Hz

#### 4.10 *Integrated Analysis*

Hasil dari metode-metode yang telah dilakukan dalam penelitian ini dilakukan analisa lebih lanjut yang menggabungkan hasil dari setiap analisis metode yang ada pada penelitian ini. Dari hasil analisa *feasibility* data dapat diketahui bahwa tipe reservoir dari Formasi Gumai pada zona DST#4 ialah *shally sand* yang memiliki nilai densitas tinggi serta nilai dari selisih antara densitas batupasir dan shale kecil. Pada analisa petrofisika yang

dilakukan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics* memperlihatkan pada Formasi Gumai terdapat 2 zona yang merupakan prospek hidrokarban yaitu DST#5 dan DST#4 berada pada kedalaman 1797-1804 m dan 1871-1874 m. Pada penelitian ini difokuskan pada zona DST#4 di kedalaman 1871-1874 hal tersebut dikarenakan nilai *net pay* dari DST#4 lebih besar dari pada nilai *Net pay* DST#5 yaitu sebesar 3 m. Dengan nilai saturasi air sebesar 10-30% dan porositas efektif sebesar 10-30%. Pada gambar 4.5 dapat dilihat bahwa pada zona DST#5 dan DST#4 terdapat separasi antara kurva Log GR dan SP hal itu menunjukkan adanya zona permeabel, pada kurva SP di zona tersebut juga terlihat adanya *permeable zone*. Pada track 9, kurva log LLD dan NPHI menunjukkan *trend* yang sama yaitu separasi yang mengindikasikan adanya hidrokarbon. Dari hasil log litologi memperlihatkan hasil berupa *sand interlaminated with shale* data tersebut sesuai dengan data *mud log* pada sumur EXO-Luge.

Sesuai hasil perhitungan resolusi vertikal data seismik area EXO menunjukkan bahwa reservoir batupasir pada Formasi Gumai berada dibawah resolusi vertikal atau biasa disebut dengan *under Tuning Thickness* dengan nilai *tuning thickness* sebesar 28.22 meter oleh karena itu perlu dilakukan FRM *Fluid Replacement Modeling* yang dapat membantu interpretasi data seismik. Dari hasil data log FRM berupa kurva *P-Wave Pure-oil*, *P-Wave Pure-gas*, *P-wave Pure Brine*, *S-Wave Pure oil*, *S-wave pure gas*, *S-wave pure brine*, *poisson ratio pure oil*, *poisson ratio pure gas*, *poisson ratio pure brine*, *density pure gas*, *density pure oil*, dan *density pure brine*. Dapat dilihat adanya separasi pada zona DST#4. Hal tersebut mengindikasikan bahwa pada DST#4 kemungkinan terdapat hidrokarbon. Selanjutnya dari hasil FRM didapatkan seismik syntetik pada sumur dengan skenario Pure oil, Pure Gas, dan Pure brine. Seismik syntetik ini kemudian akan dilakukan *AVO Gradient Analysis* sebagai pembandingan hasil analisa *AVO Gradient Analysis* pada data seismik angle gather. Gambar 4.13 merupakan gambaran gradient analysis seismik sintetik sumur menggunakan persamaan Aki-Richard dan

merupakan crossplot dari seismik syntetik yang menunjukkan bahwa zona DST#4 tidak berada pada zona *wet trend*. Dari data terlihat bahwa terdapat anomali AVO kelas 1 pada reservoir batupasir gumai. Hal tersebut disebabkan oleh nilai amplitudo dari data seismik bernilai cukup besar dan berkurang seiring dengan bertambahnya *offset* serta pada crossplot juga terlihat bahwa DST#4 berada pada kuadran 4 dengan anomali AVO kelas 1. Hal ini juga didukung oleh hasil analisa DHI pada data *near stack* dan *far stack* yang menunjukkan nilai amplitudo yang besar pada *near stack*, dan berkurang pada data *far stack*.

Untuk melihat respon dari persebaran lateral reservoir batupasir gumai ini digunakan AVO atribut volume dan Seismik Atribut. Hasil dari AVO atribut volume ditunjukkan pada tabel 4.1

**Tabel 4.1 Respon AVO atribut Volume**

AVO Atribut	Respon
<i>Intercept</i>	Positif
<i>Gradient</i>	Negatif
<i>Product</i>	Negatif
<i>Polarization Magnitude</i>	Positif
<i>Scalled Poisson Ratio</i>	Negatif (Rendah)
<i>Fluid Factor</i>	Negatif (Rendah)

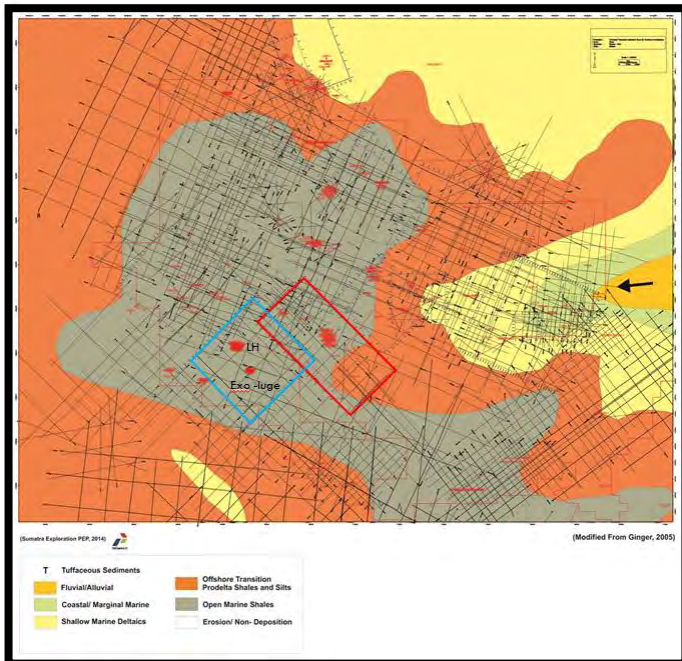
Dari keenam atribut yang digunakan dalam penelitian ini, atribut *scalled poisson ratio* memiliki respon yang paling bagus untuk melihat persebaran lateral reservoir batupasir gas pada Formasi Gumai. Dari hasil AVO atribut volum ini memiliki pola yang sama yaitu dengan orientasi barat daya-tenggara. Atribut *scalled poisson ratio* digunakan untuk melihat nilai *poisson ratio* dimana atribut ini sensitif akan keberadaan fluida.

Pada seismik atribut digunakan atribut *sweetness* untuk melihat persebaran lateral *sweet spot* dari reservoir batupasir

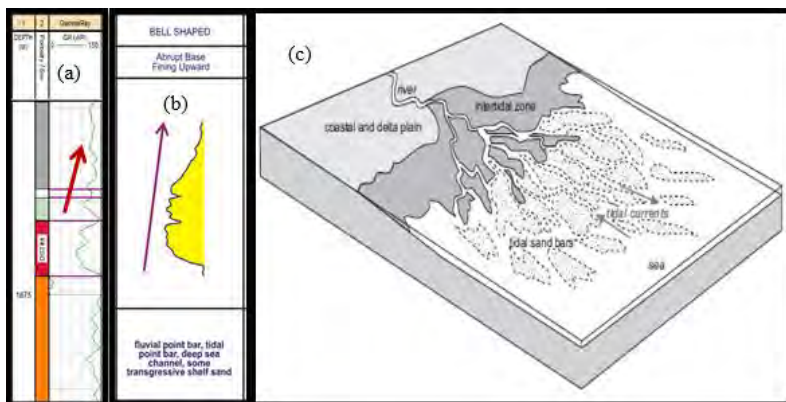
Formasi Gumai. Atribut ini didapat dari hasil perhitungan RMS amplitude dengan Frekuensi sesaat. Pada gambar 4.22 terlihat pola persebaran lateral dari *sweet spot* DST#4 pada slice horizon memiliki orientasi yang sama dengan orientasi pada AVO atribut volume. Serta pada penampang section atribut *sweetness* di *inline* 2297 menunjukkan nilai *sweetness* yang tinggi pada daerah *flenk* yang apabila dikalibrasi dengan anomali pada *angle range limited stack* dan AVO atribut volume memiliki kecocokan.

Dengan menggunakan atribut RMS amplitude dan data sekunder seperti *Biostratigraphy* data sumur, model *electrofacies* dan arah *provenence* Formasi Gumai dapat digunakan untuk membuat interpretasi distribusi lateral geometri Formasi Gumai. Data *biostratigraphy* menunjukkan bahwa pada kedalaman 1430-2390 m berada pada lingkungan pengendapan *sub littoral marine* dengan arah *provenence* dari Utara-Barat (David Gingger). Dalam melakukan identifikasi geometri reservoir digunakan data *electrofacies* model Walker-James yang dicocokkan dengan kurva log *gamma ray* menunjukkan bahwa DST#4 memiliki model *Fining-upward*. Hasil analisa data sekunder yang menyatakan bahwa daerah DST#4 berada pada lingkungan pengendapan *Tide dominated delta*. Hal tersebut dikarenakan data *biostratigraphy* menunjukkan bahwa zona ini berada pada daerah sub littoral marine yang artinya berada pada kedalaman antara 0-200 m, dengan model *electrofacies Fining-upward* yang banyak terdapat pada daerah *fluvial point bar, tidal point bar, deep sea channel, transgressive shelf sand*. Hasil integrasi data sekunder, geometri *tidal sand bar* cocok dengan reservoir batupasir Formasi Gumai pada zona DST#4. Untuk persebarannya geometri reservoir batupasir Formasi Gumai pada zona ini dapat dilihat pada gambar 4.31 dan 4.32.



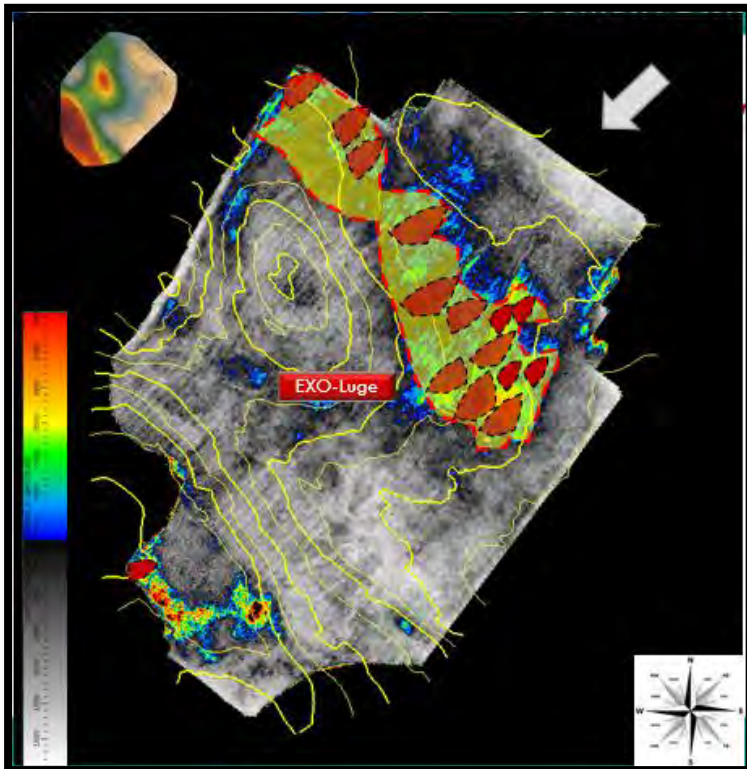


**Gambar 4.29** *Provenience Middle Gumai (Alexis Badai Samudra)*



**Gambar 4.30** (a) *Log Gamma Ray* (b) *Electrofacies model* Walker&James (c) *Tide Dominated Delta – Gray Nichols*





**Gambar 4.31** Estimasi distribusi lateral Geometri Reservoir Batupasir Formasi Gumai



## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Dari Penelitian yang sudah dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. Berdasarkan analisa petrofisika sumur EXO-Luge, zona potensi gas terdapat pada *middle* Formasi Gumai pada zona interest DST#4 dengan kedalaman 1871-1874 m dengan ketebalan *net pay* 3 m.
2. Berdasarkan hasil AVO Gradient analysis dan crossplot didapatkan bahwa pada area DST#4 Formasi Gumai termasuk kedalam AVO kelas-1. hal ini membuktikan bahwa metode AVO dapat digunakan untuk identifikasi reservoir batupasir Formasi Gumai
3. *Angle range limited stack* dan atribut AVO (Intercept (A), Gradient (B) dan Product (A\*B)) memperlihatkan anomali gas batupasir dengan karakter *brightspot*
4. Atribut *RMS Amplitude* memperlihatkan persebaran litologi batupasir pada Formasi Gumai dan *sweetness* dapat memperlihatkan respon gas. Hasil dari perbandingan atribut memperlihatkan bahwa atribut *sweetness* lebih bagus dalam memetakan gas dengan distribusi lateral yang memiliki orientasi *North West-South East* pada reservoir batupasir Formasi Gumai.
5. Atribut *Spectral Decomposition* pada frekuensi 32 Hz memperlihatkan stratigrafi dan struktural pada zona DST#4

#### **5.2 Saran**

Saran dari penelitian ini adalah :

1. Ketersediaan data berupa adanya lebih dari satu data sumur dan data core akan dapat memperkuat hasil estimasi distribusi lateral reservoir batupasir pada Formasi Gumai

2. Struktur antiklin di utara sumur EXO – Luge dapat dijadikan sebagai Potensi baru pada area EXO karena memiliki nilai amplitudo yang besar, serta atribut *RMS Amplitude*, *Sweetness*, dan *Spectral Decomposition* menunjukkan pola anomali hidrokarbon.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus., 2008, Ensiklopedia Seismik *Online*
- Aki, K., and P. G. Richards, 1980. *Quantitative Seismology-Theory and Methods, 1<sup>st</sup> Edition*: W.H. Freeman and Company.
- Asquith, George., and D. Krygowski., (2004), *Basic Well Log Analysis* (Second Edition). The American Association of Petroleum Geologist, U.S.A, p. 129-145.
- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Boston: International Human Resource Development
- Bateman, Richard M., 1985, *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation, Boston, p. 144.
- Bishop, M.G., 2001, *Geology Regional and Petroleum System South Sumatra Basin, Indonesia*, USGS.
- Brown, A.R., 1996, *Seismic Attributes and Their Classification*, The Leading Edge 15.10
- Fatti, J., Smith, G., Vail, P. and Strauss, P. 1994. *Detection of gas in Sandstone reservoirs using AVO analysis : A 3-D case history using the geostack technique*. Geophysics, vol. 59, 1362-1376
- Goodway, W., Chen, T., and Downton, J., 1997, *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “ $\Lambda \cdot \rho$ ”, “ $\mu \cdot \rho$ ” and “ $\Lambda/\mu$  fluid stack”, from P and S Inversions*: Ann. Mtg., Can Soc. Expl. Geophys., Abstracts, 148–151.
- Gray, D., and Andersen, E., 2000, *Application of AVO and inversion to formation properties*: World Oil, **221**, July, 85–90.
- Harsono Adi, 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi revisi-8mei 1997, Schlumberger Oil Services.
- Hampson-Russel, 1999, AVO Theory.

- Kosoemadinata, R.P. 1980, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Penerbit ITB, Bandung
- Maver, Kum Gunn, Klaus Bolding, R., 2004, *Simultaneous AVO Inversion for Accurate Prediction of Rock Properties*: Offshore Technology Conference abstract.
- Prakosa, Pebrian T., 2014, Skripsi : *Analisa Amplitude Variation With Offset (AVO) Dan Atribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Karbonat, Lapangan Katiman Cekungan Jawa Barat Bagian Utara*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Raharjo, Nugroho.B, 2009, *Analisa AVO dan Atribut Seismik Untuk Memperkirakan Sebara Gas Pada Formasi Upper Talang Akar (Utaf): Studi Kasus Lapangan Ika Daerah Jambi Sumatra Selatan*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya
- Russel, B., Hedlin, Ken., 2001, *Fluid Property Discrimination with AVO, A Biot-Gassmann Perspective*, CSEG Recorder
- Rutherford, Steven.R., William, Robert. H, 1989, *Amplitude Versus Offset Variation in Gas Sands*, Geophysics. Vol. 54, no.6, 680-688
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Veeken, Paul., Davies, Marianne R, 2006, *AVO Attribute Analysis and Seismic Reservoir Chracterization*, First Break Vol.24
- Zoepprits, R. 1919, *On the reflection and propagation of seismic waves*, Erdbebenwellen VIIIB; Gottinger Nachrichten I, 66-68

## BIODATA PENULIS



Mentari Rachmatika Mukti Lahir dan besar di Surabaya. lahir pada tanggal 3 Mei 1993. Riwayat pendidikan penulis SDI Raden Patah, SMPN 1 Surabaya, SMA Ta'miriyah Surabaya. Penulis masuk ITS melalui jalur SNMPTN Tulis. penulis menjadi asisten laboratorium fisika dasar di semester 7. penuli merupakan sekertaris dari SPE (Society of Petroleum Engineers)

ITS Student Chapter. Penulis aktif dikegiatan keilmiahan seperti PKM DIKTI, Seminar dan Conference baik dalam maupun luar negeri. Penulis terjun di duni Geosains sejak mahasiswa baru bersama Dr. Widya Utama DEA. Untuk keterangan lebih jelas mengenai tugas akhir ini dapat menghubungi penulis melalui email : [mentarinocis93@gmail.com](mailto:mentarinocis93@gmail.com) .